



**Universidad Nacional Mayor de San Marcos**

**Universidad del Perú. Decana de América**

Dirección General de Estudios de Posgrado

Facultad de Ciencias Físicas

Unidad de Posgrado

**“Modelo geoestadístico integrado a partir de la  
interpretación de datos de pozos para un campo  
petrolero ecuatoriano”**

**TESIS**

Para optar el Grado Académico de Magíster en Física con  
mención en Geofísica

**AUTOR**

Carlos Alberto PORTILLA LAZO

**ASESOR**

Octavio FASHÉ RAYMUNDO

Lima, Perú

2018



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

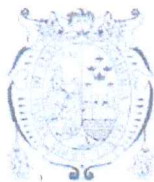
Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

## Referencia bibliográfica

---

Portilla, C. (2018). *Modelo geoestadístico integrado a partir de la interpretación de datos de pozos para un campopetrolero ecuatoriano*. [Tesis de maestría, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ciencias Físicas, Unidad de Posgrado]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

---



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS  
(Universidad del Perú, Decana de América)  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS  
Vicedecanato de Investigación y Posgrado  
UNIDAD DE POSGRADO

**ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER  
EN FÍSICA CON MENCIÓN EN GEOFÍSICA**

A los nueve días del mes de noviembre del año dos mil dieciocho, siendo las siete de la noche, se reunió el Jurado Examinador, en el auditorio 304 de la Unidad de Posgrado de la Facultad de Ciencias Físicas de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, presidido por el señor Mg. Jiménez Tintaya César Omar como presidente, y con la asistencia de los siguientes miembros del Jurado Examinador:

Mg. Jiménez Tintaya César Omar	(Presidente)
Dr. Ocola Aquisé Leónidas	(Miembro integrante)
Dr. Villegas Lanza Juan Carlos	(Miembro integrante)
M. Sc. Samuel Canchaya Moya	(Miembro integrante)
Mg. Gómez Avalos Juan Carlos	(Suplente)
Mg. Fashé Raymundo Octavio	(Asesor)

Para la sustentación oral y pública del trabajo de Tesis para optar el Grado Académico de Magíster en Física con mención en Geofísica, del bachiller **Carlos Alberto Portilla Lazo** con código N° 14137008.

Después de darse lectura al expediente de Grado en el que consta haberse cumplido con todas las disposiciones reglamentarias, los señores Miembros del Jurado Examinador, atendieron a la exposición de la Tesis titulada:

**"Modelo Geoestadístico integrado a partir de la interpretación de datos de pozos para un campo petrolero Ecuatoriano"**

Y formuladas las preguntas, éstas fueron absueltas por el graduando.

Acto seguido, en privado, el Jurado Examinador procedió a la calificación. El Presidente determinó el promedio de la calificación, obteniendo como resultado de:

... Buena (15) ... Quince ...

A continuación el Presidente del Jurado Examinador recomienda que la Facultad de Ciencias Físicas proponga que se le otorgue el Grado Académico de Magíster en Física con mención en Geofísica, al bachiller **Carlos Alberto Portilla Lazo**.

Siendo las 21 horas, se levantó la sesión; recibiendo el graduando las felicitaciones de los señores Miembros del Jurado Examinador y público asistente.

Los Miembros del Jurado Examinador suscriben el Acta de sustentación de tesis en Lima, a los nueve días del mes de noviembre del año dos mil dieciocho.





UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS  
(Universidad del Perú, Decana de América)  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS  
UNIDAD DE POSGRADO

Lima, 08 de noviembre de 2018

... Acta de sustentación de Tesis del Bach. Carlos Alberto Portilla Lazo....

Mg. Jiménez Tintaya César Omar  
Presidente

Dr. Leónidas Ocola Aquis  
Miembro integrante

Dr. Villegas Lanza Juan Carlos  
Miembro integrante

M. Sc. Samuel Canchaya Moya  
Miembro integrante

Mg. Gómez Avalos Juan Carlos  
Miembro integrante (suplente)

Mg. Fashé Raymundo Octavio  
Asesor

## **DEDICATORIA**

Este Trabajo lo dedico con mucho cariño a:

A mis padres, Celia y Nazario (+)

A mis hijos, Carlos, Steffania, Roberto, Rubén y Raphael

Carlos.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco de manera especial a la UPSE por el apoyo recibido, a Laura por su apoyo constante, al Magister Octavio Fashé por la guía del presente proyecto de investigación y a la UNMSM por haberme acogido con su programa de maestría.

Carlos.

## AGRADECIMIENTO ESPECIAL

Agradezco a la Cía. Halliburton por la utilización del Software y Tecnología Landmark que forman parte del convenio con la Universidad Estatal Península de Santa Elena, ya que permitieron el desarrollo de mi proyecto de Titulación, denominado **“MODELO GEOESTADÍSTICO INTEGRADO A PARTIR DE LA INTERPRETACIÓN DE DATOS DE POZOS PARA UN CAMPO PETROLERO ECUATORIANO”** de la Maestría de Física, con mención en Geofísica, de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, dirigido por el Co-asesor **Romel Ángel Erazo en el Ecuador** y por el Asesor **Mg.Octavio Fashé Raymundo, docente de la Facultad de Ciencias Físicas de la UNMSM de la ciudad de Lima.**

## ÍNDICE

DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
AGRADECIMIENTO ESPECIAL .....	iv
ÍNDICE .....	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvi
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	xvii
LISTA DE ACRÓNIMOS .....	xix
RESUMEN.....	1
ABSTRACT .....	1
CAPÍTULO 1 .....	2
1. MARCO CONTEXTUAL.....	2
1.1. Introducción .....	3
1.2. Planteamiento del problema.....	4
1.3. Objeto de Estudio.....	5
1.4. Objetivos:.....	5
1.4.1. Objetivo general:.....	5
1.4.2. Objetivos específicos: .....	5
1.4.3. Objetivos de los modelos:.....	6
1.4.3.1. Objetivo del Modelo Estratigráfico. ....	6
1.4.3.2. Objetivo del Modelo Estructural.....	6
1.4.3.3. Objetivo del Modelo Petrofísico.....	7
1.4.3.4. Objetivo del Modelo Geoestadístico.....	7

1.5.	Estado del arte en simulación numérica de facies .....	7
1.6.	Justificación .....	9
1.7.	Datos y recursos.....	9
CAPÍTULO 2 .....		12
2.	GENERALIDADES .....	12
2.1.	Definición de Geoestadística .....	12
2.2.	Cronología del uso de la Geoestadística .....	12
2.3.	Aplicaciones de la Geoestadística en la Industria.....	14
2.4.	Distribución Espacial de los datos .....	14
2.4.1.	Variables Aleatorias.....	15
2.4.2.	Variables Regionalizadas.....	15
2.5.	Variogramas.....	16
2.5.1.	Elementos de los variogramas .....	16
2.5.2.	Modelos de variogramas.....	18
2.5.3.	Parámetros fundamentales para el cálculo de variogramas .....	19
2.6.	Anisotropía Geoestadística .....	21
2.6.1.	Anisotropía Geométrica.....	21
2.6.2.	Anisotropía Zonal .....	22
2.7.	Técnica de Interpolación “Kriging”.....	23
2.7.1.	“Kriging” Universal.....	23
2.7.2.	“Kriging” Simple .....	23
2.7.3.	“Kriging” Ordinario.....	24
2.8.	Consideraciones geológicas del Reservorio .....	25
2.9.	Definición de Facies y Litotipos .....	26

2.10.	Ambientes de Depositación .....	27
2.10.1.	Ambiente Continental .....	27
2.10.2.	Ambiente Transicional.....	28
2.10.3.	Ambiente Marino .....	29
2.11.	Heterogeneidad del Reservorio.....	30
2.11.1.	Definición de Escalas.....	30
2.12.	Marco Geológico Regional .....	31
2.13.	Estratigrafía de la Cuenca Oriente .....	34
2.14.	Formaciones Productoras de Hidrocarburos .....	36
2.14.1.	Formación Hollín.....	38
2.14.1.1.	Formación Hollín Inferior.....	38
2.14.1.2.	Formación Hollín Superior .....	38
CAPÍTULO 3 .....		39
3.	METODOLOGÍAS PARA EL MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO	39
3.1.	Métodos de Simulación .....	39
3.1.1.	Método Basado en Celdas.....	40
3.2.	Modelos necesarios para la construcción del Modelo Geoestadístico.....	41
3.2.1.	Modelo Estratigráfico – Sedimentológico .....	42
3.2.2.	Modelo Estructural .....	43
3.2.3.	Modelo Petrofísico.....	44
3.2.4.	Modelo Geoestadístico .....	44
3.2.4.1.	Construcción de la Malla Geoestadística.....	45
3.2.4.2.	Curvas de Proporción Vertical.....	45



3.2.4.3.	Análisis geoestadístico estructural: Cálculo, ploteo, ajuste e interpretación de Variogramas .....	47
3.2.4.4.	Elipses de Anisotropía .....	48
3.2.4.5.	Modelo Geoestadístico de Facies .....	49
3.2.4.5.1.	Algoritmo de Simulación Secuencial Indicador .....	50
3.2.4.5.2.	Algoritmo de Simulación Plurigaussiana.....	51
3.2.4.6.	Modelo Geoestadístico de Propiedades Petrofísicas .....	52
3.2.4.6.1.	Cálculo de Porosidad Efectiva .....	53
3.2.4.6.2.	Cálculo de Saturación de Agua .....	53
3.2.4.6.3.	Cálculo de Permeabilidad .....	55
3.2.4.6.4.	Cálculo de Contenido de Arcilla.....	55
3.2.4.7.	Selección de la mejor realización .....	56
3.2.4.8.	Cálculo de POES .....	56
3.3.	Descripción del “Decision Space Geoscience” 10ep. 3. 06.....	57
3.3.1.	Plataforma Openworks .....	58
3.3.2.	Herramienta Well Layout .....	59
3.3.3.	Herramienta Inventory .....	59
3.3.4.	Herramienta Color Bar.....	60
3.3.5.	Módulo Earth Modeling.....	61
CAPÍTULO 4 .....		64
4.	DATOS Y METODOLOGÍA.....	64
4.1.	Descripción del Campo.....	64
4.2.	Organización de la Información Disponible .....	67
4.3.	Ubicación del Polígono o Área de Interés .....	71

4.4.	Superficies del Campo Oriente .....	72
4.5.	Construcción de la Malla Geoestadística.....	76
4.6.	Construcción de “Pointsets” .....	79
4.7.	Definición de Litotipos .....	80
4.8.	Construcción de “Well Blocking” .....	81
CAPÍTULO 5 .....		83
5.	INTERPRETACIÓN FÍSICA DE DATOS .....	83
5.1.	Interpretación Geológica de los litotipos .....	83
5.2.	Interpretación de los Registros Eléctricos .....	87
5.3.	Interpretación de las Curvas de Proporción Vertical .....	92
5.4.	Escalamiento de las propiedades .....	96
5.4.1.	Escalamiento de los datos de la Malla Geoestadística.....	97
5.4.2.	Escalamiento de los datos de los Litotipos .....	98
5.4.3.	Escalamiento de los datos de las Propiedades Petrofísicas.....	98
5.5.	Cálculo de Variogramas.....	102
5.6.	Construcción de las Elipses de Anisotropía.....	105
CAPÍTULO 6 .....		108
6.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	108
6.1.	Resultados .....	108
6.1.1.	Blind Test.....	109
6.1.2.	Modelamiento de Facies .....	110
6.1.2.1.	Modelos de Simulación Secuencial Indicador (SIS) .....	110
6.1.2.2.	Modelos de Simulación Plurigaussiana (PS) .....	114
6.1.3.	Modelamiento de Propiedades Petrofísicas .....	118

6.1.4.	Cálculo de POES .....	127
6.1.5.	Determinación de la Mejor Realización .....	131
6.2.	Discusión .....	137
6.2.1.	Comparación entre los algoritmos Secuencial Indicador y Plurigaussiano 137	
6.2.1.1.	Comparación del Modelo de Facies.....	137
6.2.1.2.	Comparación del Modelo de Porosidad Efectiva .....	141
6.2.1.3.	Comparación del Modelo de Saturación de Agua .....	143
6.2.2.	Resultados Finales .....	144
6.3.	Validación de Resultados.....	145
	CONCLUSIONES .....	146
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	148
	ANEXOS .....	153
	Anexo 1: Acta de Licencia de Halliburton.....	153
	Anexo 2: Metodología de la Investigación a Realizar .....	159
	Anexo 3: Carta de Petición para uso de Softwares y data de información .....	162
	Anexo 4: Carta de Autorización para uso de Softwares y data de información .....	163
	Anexo 5: Carta del co-asesor .....	164

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1.</i> Variograma experimental.....	17
<i>Figura 2.2.</i> Modelos teóricos de variogramas .....	19
<i>Figura 2.3.</i> Direcciones del variograma .....	20
<i>Figura 2.4.</i> Anisotropía geométrica.....	22
<i>Figura 2.5.</i> Anisotropía zonal .....	22
<i>Figura 2.6.</i> Ejemplo de Registro de facies y litotipos.....	27
<i>Figura 2.7.</i> Ambiente Continental .....	28
<i>Figura 2.8.</i> Ambiente Transicional.....	28
<i>Figura 2.9.</i> Ambiente Marino .....	29
<i>Figura 2.10.</i> Principales medios sedimentarios. ....	30
<i>Figura 2.11.</i> Ubicación de la Cuenca Oriente.....	31
<i>Figura 2.12.</i> Rasgos tectónicos de la Cuenca Oriente .....	33
<i>Figura 2.13.</i> Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente .....	35
<i>Figura 3.1.</i> Diagrama de flujo de la metodología del modelamiento Geoestadístico.....	40
<i>Figura 3.2.</i> Ejemplo de Simulación Geoestadística basada en celdas .....	41
<i>Figura 3.3.</i> Metodología de Curva de Proporción Vertical .....	46
<i>Figura 3.4.</i> Ejemplo gráfico de una curva de proporción vertical .....	47
<i>Figura 3.5.</i> Ajuste de un variograma .....	47
<i>Figura 3.6.</i> Determinación de una Elipse de Anisotropía.....	49
<i>Figura 3.7.</i> Visualización de diferentes realizaciones del modelo de facies .....	50
<i>Figura 3.8.</i> Simulación de porosidad desde algoritmo secuencial indicador .....	51
<i>Figura 3.9.</i> Simulación Plurigaussiana .....	52
<i>Figura 3.10.</i> Procedimiento para la construcción de un modelo de porosidad.....	53
<i>Figura 3.11.</i> Presentación del Decision Space Geoscience .....	58
<i>Figura 3.12.</i> Plataforma Openworks.....	58
<i>Figura 3.13.</i> Herramienta Well Layout.....	59
<i>Figura 3.14.</i> Herramienta Inventory .....	60
<i>Figura 3.15.</i> Herramienta Color Bar.....	61

<i>Figura 3.16.</i> Opciones del módulo Earth Modeling .....	62
<i>Figura 4.1.</i> Distribución de Pozos – Vista Mapa 2D .....	65
<i>Figura 4.2.</i> Distribución de Pozos – Vista Cubo 3D .....	66
<i>Figura 4.3.</i> Información de Wellheaders .....	67
<i>Figura 4.4.</i> Información de “Surveys” .....	68
<i>Figura 4.5.</i> Visualización de las Facies Sedimentarias en Well Correlation.....	69
<i>Figura 4.6.</i> Visualización de los Registros Eléctricos en “Well Correlation” .....	70
<i>Figura 4.7.</i> Visualización de los Topes Formacionales en Cubo 3D .....	71
<i>Figura 4.8.</i> Ubicación del Polígono del Campo en Mapa 2D.....	72
<i>Figura 4.9.</i> Superficie al Tope de la Formación Hollín Superior .....	73
<i>Figura 4.10.</i> Superficie al Tope de la Formación Hollín Inferior.....	74
<i>Figura 4.11.</i> Superficie a la Base de la Formación Hollín Inferior .....	75
<i>Figura 4.12.</i> Información original y escalada del Intervalo 1 (izquierda) y del intervalo 2 (derecha).....	76
<i>Figura 4.13.</i> Vista de la Grilla Geoestadística en cubo 3D (arriba) y de cada formación (abajo) .....	78
<i>Figura 4.14.</i> Parámetros para crear los Point Sets .....	79
<i>Figura 4.15.</i> Parámetros para la definición de Litotipos .....	81
<i>Figura 4.16.</i> Información entrante para la Construcción del “Well Bloking” .....	82
<i>Figura 5.1.</i> Distribución de litotipos en los yacimientos del Campo Oriente.....	84
<i>Figura 5.2.</i> Correlación Litológica de los pozos del Campo Oriente .....	86
<i>Figura 5.3.</i> Set de Registros del POZO-003 .....	87
<i>Figura 5.4.</i> Correlación de Registros Eléctricos del Campo Oriente Pozos POZO-001.....POZO-010 .....	90
<i>Figura 5.5.</i> Correlación de Registros Eléctricos del Campo Oriente Pozos POZO-011.....POZO-019 .....	91
<i>Figura 5.6.</i> Curvas de Proporción Vertical de la Formación Hollín Superior.....	92
<i>Figura 5.7.</i> Curvas de Proporción Vertical de la Arena Formación Hollín Inferior...	93
<i>Figura 5.8.</i> Curvas de Proporción Vertical por Regiones de la Formación Hollín Superior .....	95

<i>Figura 5.9.</i> Curvas de Proporción Vertical por Regiones de la Formación Hollín Inferior.....	96
<i>Figura 5.10.</i> Escalamiento de datos para crear la Grid Geoestadística .....	97
<i>Figura 5.11.</i> Escalamiento de litotipos en la Formación Hollín Superior y Hollín Inferior.....	98
<i>Figura 5.12.</i> Escalamiento de datos de Porosidad en la formación Hollín Superior ..	99
<i>Figura 5.13.</i> Escalamiento de datos de Porosidad en la formación Hollín Inferior..	100
<i>Figura 5.14.</i> Escalamiento de datos de Permeabilidad en la formación Hollín Superior .....	100
<i>Figura 5.15.</i> Escalamiento de datos de Permeabilidad en Arena la formación Hollín Inferior.....	100
<i>Figura 5.16.</i> Escalamiento de datos de Saturación de Agua en la formación Hollín Superior .....	101
<i>Figura 5.17.</i> Escalamiento de datos de Saturación de Agua en la formación Hollín Inferior.....	101
<i>Figura 5.18.</i> Escalamiento de datos de Contenido de Arcilla en la formación Hollín Superior .....	101
<i>Figura 5.19.</i> Escalamiento de datos de Contenido de Arcilla en la formación Hollín Inferior.....	102
<i>Figura 5.20.</i> Cálculo de Variogramas de la formación Hollín Superior.....	104
<i>Figura 5.21.</i> Elipses de Anisotropía de la formación Hollín Superior .....	106
<i>Figura 5.22.</i> Elipses de Anisotropía de la Formación Hollín Inferior .....	107
<i>Figura 6.1.</i> Visualización de Pozo para el Blind Test en Cubo 3D (arriba) y Mapa 2D (abajo) .....	109
<i>Figura 6.2.</i> Parámetros para el Modelo de Facies – Simulación Secuencial Indicador .....	111
<i>Figura 6.3.</i> Modelo de Facies – Algoritmo Secuencial Indicador – Formación Hollín Superior – Capa 80.....	112
<i>Figura 6.4.</i> Modelo de Facies – Algoritmo Secuencial Indicador – Formación Hollín Inferior – Capa 150 .....	113

<i>Figura 6.5.</i> Parámetros para el Modelo de Facies – Simulación Plurigaussiana.....	115
<i>Figura 6.6.</i> Modelo de Facies – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Superior – Capa 80.....	116
<i>Figura 6.7.</i> Modelo de Facies – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Inferior – Capa 150 .....	117
<i>Figura. 6.8.</i> Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Superior – Capa 80.....	119
<i>Figura 6.9.</i> Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Inferior – Capa 150 .....	120
<i>Figura 6.10.</i> Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Superior – Capa 80 .....	121
<i>Figura 6.11.</i> Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Inferior – Capa 150.....	122
<i>Figura 6.12.</i> Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Superior – Capa 80.....	123
<i>Figura 6.13.</i> Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Inferior – Capa 150 .....	124
<i>Figura 6.14.</i> Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Superior – Capa 80 .....	125
<i>Figura 6.15.</i> Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Inferior – Capa 150.....	126
<i>Figura 6.16.</i> Ranqueo de resultados –Formación Hollín Superior – Simulación Secuencial Indicador .....	132
<i>Figura 6.17.</i> Ranqueo de resultados – Formación Hollín Inferior – Simulación Secuencial Indicador .....	133
<i>Figura 6.18.</i> Ranqueo de resultados –Formación Hollín Superior – Simulación Plurigaussiana .....	134
<i>Figura 6.19.</i> Ranqueo de resultados – Formación Hollín Inferior – Simulación Plurigaussiana .....	135



<i>Figura 6.20.</i> Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación del indicador secuencial – Intervalo 1 .....	138
<i>Figura 6.21.</i> Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación Plurigaussiana – Intervalo 1 .....	138
<i>Figura 6.22.</i> Comparación de la mejor realización de la Formación Hollín Superior .....	139
<i>Figura 6.23.</i> Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación Secuencial Indicador – Intervalo 2 .....	140
<i>Figura 6.24.</i> Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación Plurigaussiana – Intervalo 2 .....	140
<i>Figura 6.25.</i> Comparación de la mejor realización de la Formación Hollín Inferior	141
<i>Figura 6.26.</i> Comparación de la mejor realización de PHIE – Formación Hollín Superior .....	142
<i>Figura 6.27.</i> Comparación de la mejor realización de PHIE – Formación Hollín Inferior .....	142
<i>Figura 6.28.</i> Comparación de la mejor realización de Sw – Formación Hollín Superior .....	143
<i>Figura 6.29.</i> Comparación de la mejor realización de Sw – Formación Hollín Inferior .....	144

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2.1.</i> Historia de la Geoestadística.....	13
<i>Tabla 4.1.</i> Parámetros de Intervalos Estratigráficos para la Malla Geoestadística .....	77
<i>Tabla 4.2.</i> Parámetros de tamaños areales de celdas para la Malla Geoestadística ....	77
<i>Tabla 4.3.</i> Definición de Litotipos .....	80
<i>Tabla 5.1.</i> Datos de los Litotipos por intervalos .....	84
<i>Tabla 5.2.</i> Resultados Propiedades Petrofísicas.....	89
<i>Tabla 5.3.</i> Pozos distribuidos por regiones .....	94
<i>Tabla 6.1.</i> Resultados de POES con el Algoritmo de Simulación Secuencial Indicador .....	127
<i>Tabla 6.2.</i> Resultados de POES con el Algoritmo de Simulación Plurigaussiana....	129
<i>Tabla 6.3.</i> Visualización de las 10 mejores realizaciones por algoritmos e intervalos .....	136
<i>Tabla 6.4.</i> Resultados totales de POES del Campo Oriente .....	144

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Cañoneo.** Es el proceso de crear abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para evaluar zonas productoras; mejorar la producción, recuperar e inyectar y efectuar trabajos de inyección de cemento

**Geoestadística.** Es una rama de la geografía matemática que se centra en los conjuntos de datos de la superficie terrestre

**Geofísica.** Esta rama de la geología se encarga de analizar la Tierra a partir de la perspectiva de la física, teniendo en cuenta la historia del planeta, su estructura y otros factores.

**Facie.** Es el conjunto de rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas.

**Formato .LAS.** Formato o tipo de archivo que deben estar los registros eléctricos (principalmente) para que los reconozca el software Openworks.

**Formato .PRN.** Formato de tipo de archivos parecido al block de notas en el que vienen los datos de pozos que se ingresan al software Openworks.

**Framework.** Marco estructural o armazón que integra los datos de las superficies, fallas estructurales, horizontes, secciones sísmicas, etc., que generan intervalos o formaciones que se van a modelar.

**Linkear.** Adjuntar cualquier cosa teniendo algo de referencia. Por ejemplo: cuando se tiene datos de pozos se linkea o adjunta con datos del archivo que contiene los registros del mismo pozo.

**Litofacies.** Conjunto de características litológicas (texturales, estructurales, mineralógicas) presentes en rocas sedimentarias.

**Litotipo.** Tipo de roca formado por cierto número de minerales o elementos presentes en una misma proporción.

**Most of.** (Más que) Valor promedio que se da para categorizar una variable discreta.

**Pad.** Se define como un lugar que alberga las cabezas de pozo para una serie de pozos múltiples.

**Point Set.** Son puntos de datos que representan la información original que se ingresa en una malla geoestadística.

**Realización.** Vocablo usado en geoestadística cuando se habla del número de modelos creados o producidos.

**Survey.** Conjunto de datos que contienen los pozos direccionales.

**Tracks.** Columnas que se puede ir agregando al momento de diseñar curvas de perfiles eléctricos.

**Wellblocking.** Representan la información escalada creada usando datos de point sets y categorizando variables discretas y continuas.

**Wellheaders.** Conjunto de datos que contienen los pozos verticales o en general.

## LISTA DE ACRÓNIMOS

**$\Delta T$ .** Acoustic Log (Registro sónico o acústico)

**DSG.** Decision Space Geoscience

**GR.** Gamma Ray (Rayos Gamma)

**KH.** Permeability (Permeabilidad)

**NPHI.** Neutron Porosity (Porosidad del Neutrón)

**PHIE.** Effective Porosity (Porosidad efectiva)

**POES.** Petróleo Original en Sitio o en el lugar

**OBM.** Object Based Modeling (Modelamiento basado en objetos)

**OW.** Openworks

**PS.** Plurigaussian Simulation (Simulación Plurigaussiana)

**RESD.** Resistivity Depth (Resistividad Profunda)

**RHOB.** Density Log (Registro de densidad)

**SIS.** Sequential Indicator Simulation (Simulador secuencial indicador)

**SP.** Spontaneous Potential (Potencial Espontáneo)

**SW.** Water Saturation (Saturación de agua)

**VSH.** Shale Volume (Volumen o contenido de arcilla)

## RESUMEN

*La construcción de un modelo geoestadístico a partir de la integración de datos geofísicos tales como: registros eléctricos de pozos e información litológica, se hace con la finalidad de determinar la ubicación de potenciales yacimientos de hidrocarburos y conocer el POES (Petróleo Original en Sitio) de un campo. Para lo cual se compiló información de campo que consiste en coordenadas de pozos, "surveys", "wellheaders", registros eléctricos, facies interpretadas, topes estratigráficos y se creó una base de datos la cual se ingresó a la plataforma de trabajo "Openworks", la misma que se cargó a sesiones individuales en el Software "Decision Space Geoscience" (DSG), lo que permitió crear modelos de las diferentes realizaciones geoestadísticas que consisten en modelos de facies y propiedades petrofísicas que ayudan a seleccionar el que más se iguale a la realidad geológica del campo y de esta manera realizar la estimación de reservas. Los métodos de simulación numérica de yacimientos que se aplican en el software DSG permiten generar datos en las zonas que no tienen información, a partir de técnicas o algoritmos de interpolación para cada modelo que se generará, los cuales se han estudiado en el presente proyecto. Este estudio permite optimizar las alternativas de producción, brindando además soluciones más prácticas para la caracterización de yacimientos, proponiendo a futuro modelos dinámicos para determinar posibles zonas a realizar "workover" y nuevas zonas de cañoneo (disparos en el revestidor).*

## ABSTRACT

The construction of a geostatistical model based on the integration of geophysical data such as: electrical well logs and lithological information, is done with the purpose of determining the location of potential hydrocarbon deposits and knowing the POES (Original Petroleum in Site) of a countryside. For which field information was compiled consisting of well coordinates, "surveys", "wellheaders", electrical records, interpreted facies, stratigraphic stops and a database was created, which was entered into the work platform "Openworks ", The same ones that were loaded to individual sessions in the " Decision Space Geoscience "(DSG) software, which allowed us to create models of the different geostatistical realizations that consist of facies models and petrophysical properties that helped to select the most equal to the geological reality of the field and in this way make the estimation of reserves. The numerical simulation methods of reservoirs that are applied in the DSG software allow generating data in the areas that do not have information, using techniques or interpolation algorithms for each model that will be generated, which have been studied in this project. This study allows us to optimize the production alternatives, also providing more practical solutions for the characterization of reservoirs, proposing future dynamic models to determine possible areas to be "workover" and new areas of cannonade (shots in the casing).

## CAPÍTULO 1

### 1. MARCO CONTEXTUAL

Para caracterizar las formaciones productoras de petróleo, el método convencional utilizado se basa en las lecturas de modelos estratigráficos, topográficos, estructurales, sedimentológicos, como también parámetros petrofísicos como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, para caracterizar estructuralmente el yacimiento. Este estudio busca realizar un modelo numérico estratigráfico a partir de la lectura de registros eléctricos como registro gamma ray, potencial espontaneo, sísmico, resistividad, para así determinar la litología del campo.

A través de los años los yacimientos petroleros han sido caracterizados por los parámetros petrofísicos que indican los registros eléctricos, sin embargo, la necesidad de facilitar y tener una mayor exactitud en la lectura de dichos parámetros, requiere el uso de nuevas herramientas como son modelos numéricos de simulación, como parte de la solución a esta necesidad se plantea el diseño de un modelo geoestadístico integrado utilizando el software “DECISION SPACE® GEOSCIENCE” 10ep. 3. 06.

La simulación numérica es una herramienta de mucha utilidad en el estudio de la caracterización de yacimientos, ya que permite modelar la litología del campo, logrando así estimar y acercar más a la realidad de la formación productora. Debido a que no existe un modelo numérico actualizado, este estudio permitirá contar con una herramienta de mejor resolución que permitirá reflejar el comportamiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento, usando algoritmos diferentes.

En general la depuración de la información permite reducir la incertidumbre en la construcción de los modelos planteados y a la vez permite unificar los datos en un solo conjunto de información confiable que las compañías petroleras pueden emplear en estudios posteriores del campo.



## **1.1. Introducción**

El trabajo a realizar consiste en la caracterización de yacimientos de la formación Hollín de la cuenca Oriente, mediante dos algoritmos para el modelo de facies: el secuencial indicador y el plurigaussiano, se generarán a partir de datos de 19 pozos y se estimarán las reservas de petróleo en esta pequeña región del Campo colindante a los gigantes activos de Sacha y Shushufindi.

En trabajos previamente realizados se observa que algunos autores (Baque R., 2015; Ganan J., 2014; Chango M., y Cerón G., 2009) realizan técnicas de modelamiento geoestadístico aplicando solo un algoritmo para el modelamiento de facies, por esta razón el presente trabajo consistirá en construir los modelos usando dos tipos de algoritmos diferentes (algoritmo secuencial indicador y plurigaussiano) de esta forma se obtienen dos posibles opciones y se escogerá la mejor respuesta mediante una prueba de “blind test”, que permitirá reducir el nivel de incertidumbre en los cálculos de reservas del Campo.

En el Capítulo 1 se menciona el marco contextual, el planteamiento del problema, los objetivos, objetivos específicos y de cada tipo de modelado geoestadístico, estado del arte correspondiente a los algoritmos de simulación que se van a emplear, justificación, los datos y recursos utilizados.

En el Capítulo 2 se describen conceptos generales de geoestadística, breve historia y la aplicación que tiene esta ciencia dentro de la industria, además de explicar de manera específica conceptos de variogramas, anisotropía, kriging e información de la litología general de la cuenca Oriente donde se toma en cuenta los ambientes de deposición, marco geológico de la cuenca Oriente, la estratigrafía y una descripción de las formaciones productoras de hidrocarburos.

El Capítulo 3 trata sobre la metodología que se va a implementar, los métodos de simulación, una descripción de cada modelo que va a integrarse para generar el modelo geoestadístico, conceptos de malla geoestadística, curvas de proporción vertical, modelos de facies y propiedades petrofísicas, selección de la mejor realización y para calcular el POES. Además, se incluye la descripción del software que se utiliza el “Decision Space Geoscience”, la plataforma Openworks y las principales herramientas que tienen estos programas informáticos.

En el Capítulo 4 se procede a levantar la información para crear la base de datos en el software Decision Space Geoscience, como se generan los pozos, se cargan los surveys, topes y bases, registros eléctricos, facies geológicas, además se detallan procedimientos de cómo crear polígonos, malla geoestadística, superficies, pointsets, litotipos y wellbloking.

El Capítulo 5 habla de la interpretación de los datos generados, principalmente de las facies y las propiedades petrofísicas del yacimiento, es decir, de las facies geológicas del yacimiento, los registros eléctricos, curvas de proporción vertical, luego se procede a realizar un escalamiento de toda la información cargada para reducir el margen de incertidumbre, por último, se generan los variogramas y las elipses de anisotropía del campo.

Finalmente, en el Capítulo 6 se reproducen los resultados de los modelos de facies y petrofísicos, se realiza mediante una prueba de “blind test” para poder realizar la comparación de resultados obtenidos con los originales en un pozo cualquiera.

## **1.2. Planteamiento del problema**

Los campos maduros de la cuenca Oriente ecuatoriana por lo general no cuentan con una base de datos estática que refleje la realidad geológica del yacimiento y por ende

no se integra toda la información que se debe considerar al momento de modelar un yacimiento.

### **1.3. Objeto de Estudio**

- El objeto del presente trabajo es representar los 19 pozos del Campo Oriente en modelos geoestadísticos que se construirán en el software de modelamiento estático “Decision Space Geoscience” con información disponible del área de estudio.

### **1.4. Objetivos:**

#### **1.4.1. Objetivo general:**

- Construir un modelo geoestadístico a partir de la integración de datos geofísicos, registros eléctricos de pozos e información litológica, para determinar la ubicación de potenciales yacimientos de hidrocarburos y conocer el POES (Petróleo Original in Situ) del campo usando los algoritmos de simulación estática de secuencial indicador y plurigaussiano para escoger los mejores resultados de campo.

#### **1.4.2. Objetivos específicos:**

1. Creación de base de datos geológica, geofísica, estratigráfica y de perfilaje de pozos.
2. Correlación estratigráfica y delineación de rasgos estructurales de subsuelo.
3. Evaluación de secuencias estratigráficas.
4. Integración de la información en sistemas geo-máticos.

5. Análisis de secciones sísmicas disponibles y correlación de pozos utilizando el software “**DECISION SPACE® GEOSCIENCE**”
6. Interpretación de los modelos estratigráfico – sedimentológico, estructural, petrofísico para la construcción de un modelo geoestadístico.
7. Reconocer los tipos de ambientes deposicionales de la cuenca en estudio.
8. Analizar los problemas presentados en la caracterización de yacimientos.
9. Utilizar metodología geoestadística para la interpretación de las propiedades petrofísicas.
10. Emplear las técnicas geoestadísticas adecuadas para cada parámetro del reservorio.

### **1.4.3. Objetivos de los modelos:**

#### **1.4.3.1. Objetivo del Modelo Estratigráfico.**

El modelo estratigráfico tiene como propósito definir el tipo de roca presente en el campo denominando litofacies y su ambiente de depósito. Esto permitirá orientar los modelos petrofísicos a reducir la incertidumbre en la interpretación de la respuesta de los registros a la litología definida en los registros eléctricos. A partir de la definición del ambiente de depósito se logra entender la geometría y la posible continuidad del yacimiento y la posibilidad de encontrar trampas estratigráficas y estructurales en los miembros estudiados. (López S., 2014)

#### **1.4.3.2. Objetivo del Modelo Estructural.**

La finalidad de este modelo, es ajustar los datos que se obtienen en tiempo a través de la sísmica, con los datos reales en dominio de profundidad obtenido de los pozos perforados, Así mismo, es importante para la definición de la evolución geológica del área de estudio para comprender el proceso de entrapamiento de hidrocarburos en el campo. (Vargas F., 2011)

#### **1.4.3.3. Objetivo del Modelo Petrofísico.**

El desarrollo del modelo petrofísico es estimar las propiedades petrofísicas y la saturación de los fluidos en cada uno de los pozos con información adecuada de registros de pozos. Implementar un sistema de interpretación de litotipos a partir del comportamiento de los registros de pozos. Identificar nuevas oportunidades de desarrollo en los pozos y en el yacimiento. Orientar el desarrollo de un Modelo Geoestadístico del Campo de estudio. (López S., 2014)

#### **1.4.3.4. Objetivo del Modelo Geoestadístico**

Construir una malla Geoestadística de alta definición areal que refleje la realidad del campo. Desarrollar un Modelo Geoestadístico de facies. Construir un Modelo Geoestadístico de las propiedades petrofísicas. Presentar un Cálculo de POES (Petróleo Original In Situ) en base a las realizaciones desarrolladas para las unidades a modelar. (Baque R., 2015)

### **1.5. Estado del arte en simulación numérica de facies**

Los modelos físico-matemáticos propuestos están contruidos por medio de ecuaciones complejas que es necesario discretizarlas mediante métodos numéricos como los de Diferencias Finitas (MDF), de Elementos Finitos (MEF) o de Volúmenes Finitos (MVF), de esta manera obtener soluciones numéricas de las ecuaciones de cada variable.

De acuerdo a la información clasificada disponible correspondiente o basado en la teoría lineal y no-lineal el método numérico adecuado es el de diferencias finitas considerando datos con las condiciones iniciales del reservorio y las condiciones de frontera. Para los modelos de facies se cuenta con tres algoritmos que modelan de

diferente forma el yacimiento usando el software Decision Space Geoscience: modelo Secuencia Indicador, modelo Plurigaussiano y modelo Gaussiano Truncado.

### **Modelo Secuencial Indicador:**

El algoritmo de simulación secuencial indicador (SIS) por sus siglas en inglés permite condicionar el modelo a los variogramas existentes, al rango mayor y rango menor de las elipses de anisotropía y al rango vertical, tomando en cuenta además las curvas de proporción vertical para mantener de forma coherente los volúmenes que se van a interpolar, adicionalmente condiciona la información de la litología presentada en cada pozo. (Ganán J., 2014)

### **Modelo Simulación Plurigaussiana:**

El algoritmo de Simulación Plurigaussiana (PS) se define como una generalización del método de Simulación Gaussiana Truncada (TGS), en donde se definen varias truncaciones de varias funciones aleatorias  $Y(x)$  Gaussianas a la vez. Las truncaciones o banderas de truncación influyen en los contactos entre las formaciones geológicas y sus jerarquías. Los variogramas de las gaussianas también influyen en los variogramas de los indicadores de cada formación estratigráfica. Además, están condicionados al ambiente de depositación del campo. (Baque R., 2015)

### **Modelo Simulación Gaussiana Truncada:**

El modelo de Simulación Gaussiana Truncada (TGS) se fundamenta en obtener realizaciones por medio del truncado de una función aleatoria gaussiana. Por construcción los conjuntos de excursión van formando familias de conjuntos aleatorios monótonamente decrecientes. Este método Gaussiano Truncado o Monogaussiano representa modelos en fenómenos físicos que consisten únicamente en dos fases distintas. (Díaz M., Casar R., Méndez J., 2009).

Para la presente investigación se utilizarán los modelos numéricos de Secuencial Indicador y Plurigaussiano debido a la disponibilidad de varios ambientes geológicos en la zona de influencia.

### **1.6. Justificación**

El modelamiento geoestadístico es una herramienta que proporciona una caracterización muy completa de un campo ya que se fundamenta en datos como núcleos, información de registros eléctricos, datos de perforación y datos de producción acoplando cada parámetro para formar un modelo que refleje las características del yacimiento.

El tener una visión lo más cercana a la realidad del yacimiento ofrece al profesional una ventaja al momento de tomar decisiones con el menor grado de incertidumbre a la vez que lo suministra de información fundamental por lo que la presentación de las metodologías existentes contribuye al desarrollo de sus actividades.

Este análisis proporciona alternativas de producción y sobre todo optimización en costos debido a que un buen análisis reduce incertidumbre y brinda nuevas herramientas para la caracterización de yacimientos. Debido a lo citado el proyecto de modelamiento geoestadístico es de vital importancia para la construcción de modelos estáticos que reflejen las características de cualquier campo.

### **1.7. Datos y recursos**

En cuanto a datos o la información de campo disponible para la elaboración de este trabajo se facilitó información real de un campo de la cuenca Oriente, la información consta de datos digitales de 19 pozos exploratorios que están próximos a iniciar su vida



productiva y que sirven para generar una base o un modelo de datos integrado que podría emplearse para futuros estudios de simulación dinámica de yacimientos.

En cuanto a los recursos disponibles, se usarán los softwares de Modelamiento del paquete de Landmark de Halliburton “Decision Space Geoscience” y Openworks”, el cual mantiene un convenio (Anexo 1) con la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la cual presto mis servicios. Estos programas de simulación se encuentran en el Laboratorio de Simulación de Yacimientos de la mencionada Universidad y las características del equipo o hardware que se usa es el siguiente:

### **1 Computadora:**

Memoria Gráfica de 32 gb

Disco duro de 500gb

Procesador de Core I9

La información usada para el presente trabajo, así como las herramientas informáticas son de propiedad de la Universidad Estatal Península de Santa. La base de datos puede ser solicitada a la siguiente dirección electrónica: [rerazo@upse.edu.ec](mailto:rerazo@upse.edu.ec) perteneciente a la Carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería.

Además del convenio mencionado en el Anexo 1, existe un Anexo 2 donde se puede verificar más detalladamente la metodología de la investigación que se va a realizar.

También en el Anexo 3 se muestra una carta de Petición al Ing. Alamir Álvarez Loor, Decano de la Facultad Ciencias de la Ingeniería para que pueda facilitar el uso de los softwares necesarios y por ende el Laboratorio de Simulación de Yacimientos.

En el Anexo 4 está la respuesta del Ing. Alamir Álvarez donde cede la autorización para el uso de las herramientas informáticas, el Laboratorio y la data de información. El Anexo 5 contiene la carta de Co-asesoría del Ing. Romel Erazo Bone, encargado del

Laboratorio de Simulación de Yacimientos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Los documentos de los anexos 3, 4 y 5 se encuentran con las firmas respectivas que avalan la veracidad del contenido del trabajo a realizar.

## **CAPÍTULO 2**

### **2. GENERALIDADES**

Es natural considerar que al hablar de geoestadística se interpreta que es una ciencia que relaciona la estadística y las diferentes ramas de la geología lo cual no está fuera de contexto sin embargo esta ciencia involucra mucho más que esto, es por ello que con el objetivo de familiarizarse con esta rama de la geomatemática, este primer capítulo expone definiciones de expertos acerca del tema, luego se describe como se ha desarrollado y contribuido a través de la historia y posteriormente se explica sus conceptos fundamentales ya que es indispensable conocer las diferentes técnicas estadísticas y matemáticas que esta ciencia utiliza y que son necesarias en el desarrollo del presente trabajo.

#### **2.1. Definición de Geoestadística**

La geoestadística es una rama de la geomatemática que se especializa en el análisis y la modelación de la variabilidad espacial en ciencias de la tierra. Su objeto de estudio es el análisis y la predicción de fenómenos en espacio y/o tiempo, tales como: ley de metales, porosidades, concentraciones de un contaminante, etc. (Díaz M., 2009). En el año de 1965 Matheron considera que la Geoestadística es la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales. (Matheron G., 1965)

#### **2.2. Cronología del uso de la Geoestadística**

El pasado de la geoestadística se remonta a 1911 donde inicialmente se aplicó el primer análisis de dependencia espacial en el campo de la agronomía: en la actualidad existen softwares muy complejos utilizados en la industria petrolera que funcionan como simuladores y que básicamente trabajan con herramientas geoestadísticas como

variogramas, elipses de anisotropía, el método de interpolación Kriging, entre otras técnicas. Para explicar de una forma más didáctica la historia de esta ciencia se presenta la Tabla 2.1 donde se expone el nombre del autor, año en que ocurrió el evento y algún acontecimiento destacado.

*Tabla 2.1.* Historia de la Geoestadística

Fuente: Geostatistics for environmental scientists (Webster R., & Oliver M. A., 2007)

<b>AUTOR(S)</b>	<b>AÑO DEL EVENTO</b>	<b>Acontecimiento Destacado</b>
<b>Mercer y Hall Inglaterra ( Rothamsted Experimental Station)</b>	1911	Primer análisis de dependencia espacial, concluyen que existe una variable que cumple un patrón aleatorio y otra variable que muestra una correlación en el espacio.
<b>R. A. Fisher Inglaterra ( Rothamsted Experimental Station)</b>	1919	Desarrollo el primer método de comparación entre conjuntos de datos o medidas.
<b>George Matheron SUECIA</b>	1960's	Dio a conocer la teoría de las variables regionalizadas.
<b>Michel David Montreal Canadá</b>	1977	“Estimación geoestadística de reservas de mineral”
<b>Andrew Journel USA (California)</b>	1978	Crea el Stanford Centre for Reservoir Forecasting
<b>Shell Oil y el “Bureau de RechercheGeologieMathematique” Francia</b>	Finales 70's	Desarrolló el paquete BLUEPACK
<b>Enviromental protection Agency USA</b>	1988	Programa para DOS del GEO-EAS
<b>Escuela de minas de París Francia</b>	1990	Nueva versión del BLUEPACK denominado ISATIS
<b>Clayton Deutsch y André Journel USA (Universidad de standford)</b>	1992	Software geoestadístico de uso libre GSLIB

<b>Clayton Deutsch</b> <b>Canadá ( Universidad de</b> <b>Alberta)</b>	2000	Crea el Center for computational Geostatistics
<b>Schlumberger</b> <b>USA</b>	2002-2013	Software PETREL
<b>Nicolás Remy</b> <b>USA</b>	2004	Software SGEMS
<b>Landmark</b> <b>Canadá</b>	2009-2016	Software DECISION SPACE DESKTOP

### 2.3. Aplicaciones de la Geoestadística en la Industria

Básicamente la geoestadística trabaja con cualquier variable que cambie en el espacio y dirección para que pueda ser modelada, es por esto que esta ciencia puede ser utilizada en varias ramas de la industria siendo en algunas una herramienta muy determinante. (Ganan J., 2014). Actualmente la geoestadística interviene en varios campos, entre los más destacadas tenemos las industrias del petróleo, minería, salud pública, ingeniería civil, procesamiento de imágenes, cartografía, meteorología, pesca, medio ambiente. (Ganan J., 2014).

En el ámbito petrolero la geoestadística es protagonista en la caracterización de reservorios, gracias a la aplicación de esta ciencia es posible modelar en dos y tres dimensiones información litológica como facies sedimentarias además de propiedades petrofísicas en un reservorio con el objetivo de evaluar reservas y determinar posibles ubicaciones productoras en el yacimiento. (Ganan J., 2014).

### 2.4. Distribución Espacial de los datos

En geoestadística se trabaja con datos primarios o variables que son valores ya conocidos y con estos se interpolan nuevos datos en lugares no referenciados. Es por

esto que es necesario entender cuáles son estas variables de las que se han obtenido datos, ya que a estos posteriormente se aplican las técnicas de interpolación espacial, a continuación, se explica en detalle estos tipos de variables. (Miranda A., 2013).

#### 2.4.1. Variables Aleatorias

Las variables aleatorias son valores que pueden cambiar sus cuantías de acuerdo a la distribución de una propiedad en el espacio, es decir, este dato puede tomarse como una cantidad cuyo valor no es fijo, pero puede tomar diferentes valores, en otras palabras, una variable aleatoria puede ser cualquier función definida dentro de un espacio muestral  $\Omega$  en un subconjunto finito o infinito de  $R$ . (Miranda A., 2013).

$$X: \Omega \rightarrow R$$

$$w \mapsto X(w)$$

Donde:

$w$  = Es la variable aleatoria

#### 2.4.2. Variables Regionalizadas

Desde el punto de vista matemático una variable regionalizada es simplemente una función  $f(x)$  que se la puede dirigir a una dirección vectorial  $X$  que toma valores de sus coordenadas vectoriales  $(x_i, y_i, z_i)$  en el espacio tridimensional, (Journel A., 1989).

Características generales: gran variabilidad local y tendencial regional, es decir que las variables regionalizadas deben reflejar las características estructurales para un fenómeno regionalizado.

Las hipótesis de la Geoestadística:

- La H. Estacionaria
- La H. Intrínseca

- La H. Universal

## 2.5. Variogramas

Básicamente es una herramienta que sirve para evaluar la variabilidad de una propiedad en el espacio con respecto a la distancia, debido a la alta utilidad de esta herramienta se la puede aplicar a distintas propiedades como; porosidad en un yacimiento, distribución de un mineral en el suelo o concentraciones de un contaminante en la atmósfera.

Asumiendo como válida la hipótesis intrínseca. El variograma se describe como la media aritmética de todas las diferencias entre pares de valores experimentales separados por una distancia  $h$ , (Journel A., 1989), y viene dada por la siguiente expresión matemática.

$$y(h) = \sum_{i=1}^{Np} \frac{(Z(x_i) - Z(x_i - h))^2}{2Np} \quad Ec. 2.1$$

Dónde:

$Np$  = El número de pares en  $h$

$h$  = Es la distancia del incremento

$Z(x_i)$  = Son valores experimentales

$x_i$  = Son localizaciones donde valores de  $Z(x_i)$  son medidos

### 2.5.1. Elementos de los variogramas

Al evaluar alguna propiedad con la ecuación 2.1 deriva en lo que se conoce como variograma experimental el mismo que se presenta gráficamente en la Figura 2.1 a continuación y posteriormente se describen sus elementos.

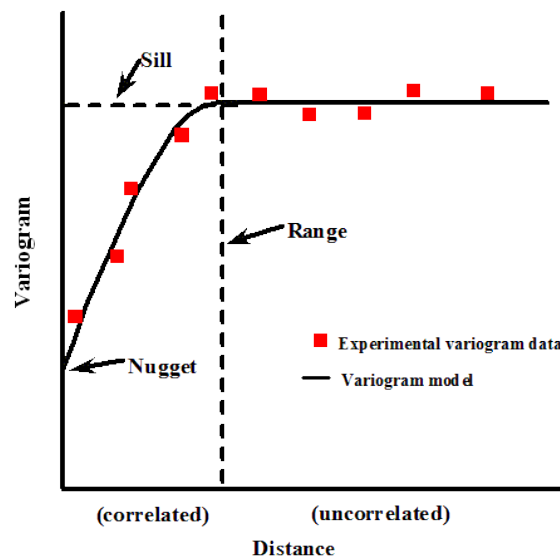


Figura 2.1. Variograma experimental

En la coordenada X se ubica la distancia y en el eje Y el valor del variograma. Los puntos rojos representan los datos de cualquier propiedad que dan forma a la curva, cuando la curva alcanza su tope máximo se forma la meseta (sill) y desde donde comienza la meseta se define el rango (range), cuando el variograma no parte de cero se forma un efecto pepita (Nugget).

Fuente: Cameron, K, and P Hunter. 2002.

**SILL (MESETA):** Estadísticamente representa un valor en el cual el modelo de variograma alcanza el rango y a partir de allí permanece constante en el eje Y, el valor más elevado de variabilidad en  $y(h)$ , al llegar a este punto el variograma permanece constante: punto de quiebre que define el alcance o “range”.

**NUGGET (Efecto pepita):** El variograma experimental ideal empieza en cero o en el origen, pero en la práctica puede presentar discontinuidad, que no es más que una diferencia derivada de la existencia de estructuras geológicas o también esto puede ser causante de errores de cálculo. Se describe como  $C_1$  o por  $(C_0 + C_1)$  cuando la pepita difiere de cero. Se prefiere que, para explicar bien la realidad, el efecto pepita no deba representar más del 50% de la meseta. Si el ruido espacial en las mediciones explica en mayor proporción la variabilidad que la correlación del fenómeno, las predicciones que se obtengan pueden ser muy imprecisas (Giraldo R., 2002)

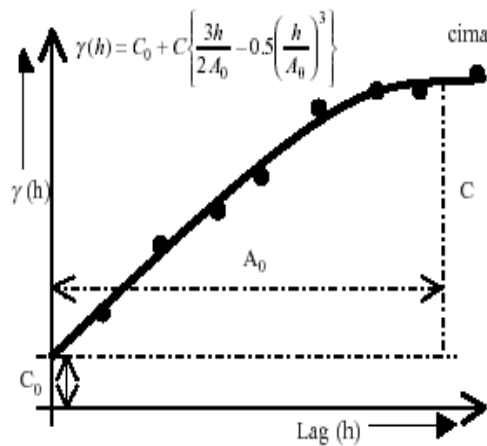


**RANGE (Rango o Alcance a):** Este valor representa la distancia en la que el variograma alcanza la meseta, en otras palabras, es la distancia promedio de la zona de influencia de un punto.

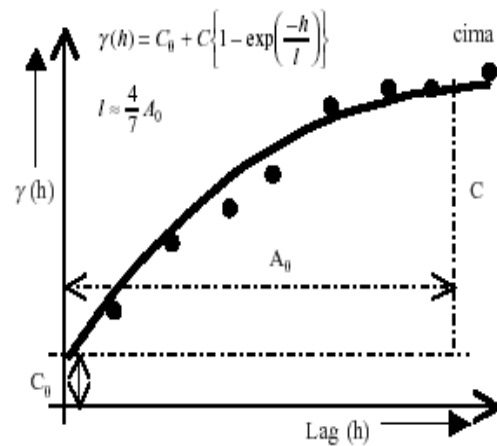
### **2.5.2. Modelos de variogramas**

Para interpretar los distintos comportamientos que pueden tener la distribución espacial de una propiedad no basta con un variograma experimental debido a que por lo general los resultados de este son imperfectos y presentan gran incertidumbre al momento de identificar características claves del variograma como la meseta o el rango de influencia, es por ello que se han desarrollado modelos de variogramas teóricos generados a partir de una ecuación matemática. (Miranda M. y Condal A., 2003)

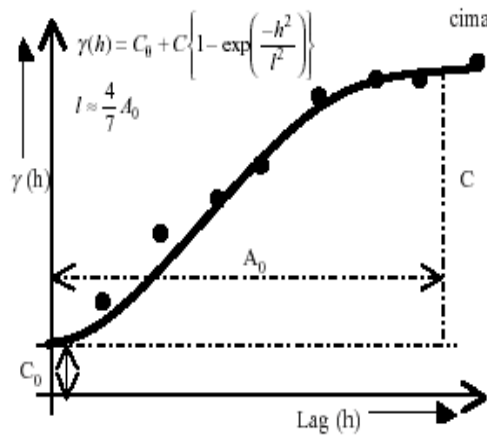
Los modelos teóricos más usados en geoestadística son los modelos Esférico, Exponencial, Gaussiano y Lineal, para una mejor comprensión de estos modelos en la Figura 2.2 se explican gráficamente cada uno con su respectiva función matemática.



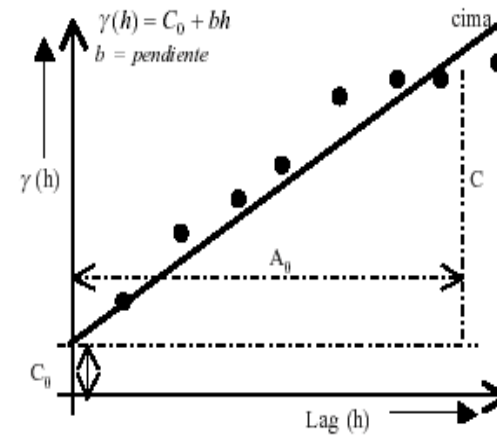
a) Modelo esférico



b) Modelo exponencial



c) Modelo gaussiano



d) Modelo lineal

Figura 2.2. Modelos teóricos de variogramas

En la parte superior izquierda se muestra un ejemplo de modelo esférico de variograma, al lado un ejemplo de modelo exponencial, en la parte inferior izquierda se muestra un ejemplo de modelo gaussiano y a su lado en ejemplo de modelo lineal, en cada uno se presentan las ecuaciones que los caracterizan y se distingue la forma que toma cada uno.

Fuente: Miranda M. y Condal A., 2003

### 2.5.3. Parámetros fundamentales para el cálculo de variogramas

Con la finalidad de delimitar la influencia de los datos vecinos al momento de evaluar a cierta distancia y para obtener una mejor aproximación, se necesita establecer ciertos parámetros o direcciones las cuales se muestran en la Figura 2.3:

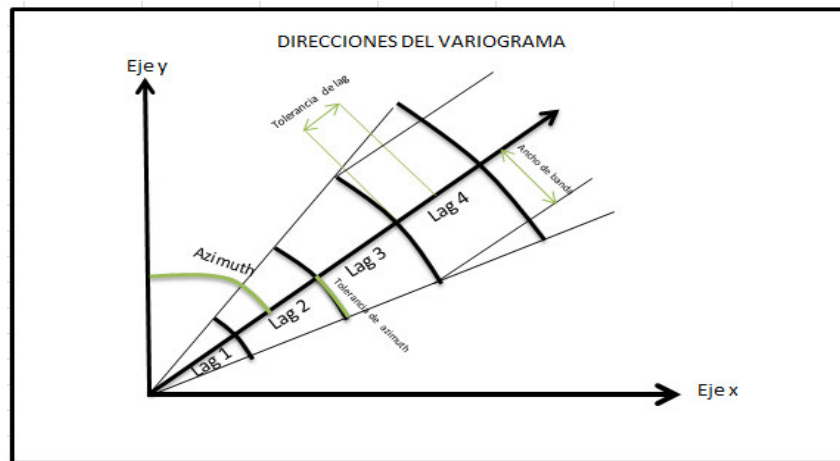


Figura 2.3. Direcciones del variograma  
Fuente: Ganan J., 2014

Donde:

**AZIMUT:** Es la orientación medida desde un plano vertical desde la cual se realiza la evaluación, generalmente se realiza en las direcciones de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  y  $135^\circ$  tomando de referencia el Norte a  $0^\circ$  siguiendo las siguientes direcciones en sentido de las manecillas del reloj. (Ganan J., 2014)

**TOLERANCIA DE AZIMUT:** También conocida como tolerancia angular, se refiere al ángulo dentro del que se consideran válidos los datos siendo este comprendido entre un valor menor y mayor a la dirección evaluada. (Ganan J., 2014)

**“LAG”:** El valor de “lag” es la cantidad de veces que se repite la distancia que indica la separación con la que se realiza el cálculo. (Ganan J., 2014)

**TOLERANCIA DE “LAG”:** Para que existan los números de pares necesarios en el cálculo de varianza a un distanciamiento “lag” y para asegurar que el resultado sea

confiable, se define un porcentaje mayor al “lag” y menor al mismo, a esto se conoce como tolerancia “lag”. (Ganan J., 2014)

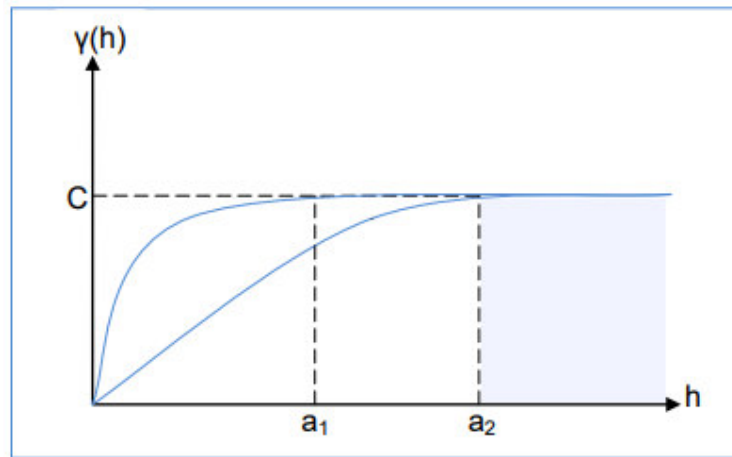
**ANCHO DE BANDA:** Se lo puede definir como la distancia perpendicular a la cual se calcula el variograma. Mediante estos dos parámetros quedan definidos el largo y ancho máximos del área que se usarán para los pares seleccionados. (Kelkar & Pérez, 2002)

## **2.6. Anisotropía Geoestadística**

Al momento de evaluar variables regionalizadas estas pueden tener un comportamiento anisótropo esto ocurre cuando las propiedades demuestran variabilidad en las direcciones donde se realiza la evaluación, en geoestadística específicamente en el análisis de variogramas se distinguen dos tipos de anisotropía la zonal y geométrica, estas se describen a continuación. (Véliz E., 2006)

### **2.6.1. Anisotropía Geométrica**

Este tipo de anisotropía se puede suscitar cuando el análisis variográfico evaluado en varias direcciones se presenta una misma la meseta ( $C$ ) pero diferente rango ( $a_1$  y  $a_2$ ), esto se explica gráficamente en la Figura 2.4 expuesta a continuación. (Baque R., 2015)



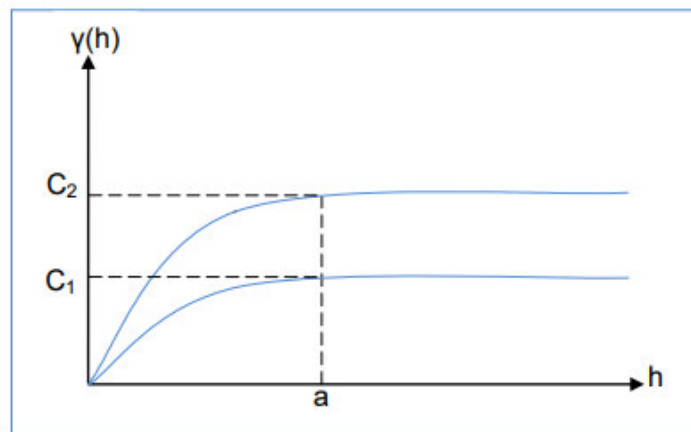
*Figura 2.4. Anisotropía geométrica*

En la coordenada X los valores de ( $a_1$ ) y ( $a_2$ ) representan las diferentes distancias de los dos variogramas graficados, en el eje Y se muestra que ambos alcanzaron la misma meseta (C).

Fuente: Baque R., 2015

### 2.6.2. Anisotropía Zonal

Al contrario de la anisotropía geométrica, este tipo de anisotropía se caracteriza por presentar el mismo rango de influencia  $a$  pero distinta meseta ( $C_1$  y  $C_2$ ). La grafica que representa este tipo de anisotropía se presenta en la Figura 2.5. (Baque R., 2015)



*Figura 2.5. Anisotropía zonal*

En el eje X se observa que los dos variogramas alcanzaron su meseta en la misma distancia ( $a$ ) mientras que en el eje Y se obtuvo una meseta diferente para cada variograma ( $C_1$ ) y ( $C_2$ )

Fuente: Baque R., 2015

## 2.7. Técnica de Interpolación “Kriging”

Es una técnica de interpolación basada en la media móvil ponderada, dicho de otra manera, esta herramienta genera valores en lugares no referenciados a partir de datos conocidos, su creador Daniel Gerhardus Krige (1960) desarrolló para evaluar la distribución de minerales en minas de Sudáfrica, el principio de esta técnica es hacer que la suma de errores tienda a cero y que el cuadrado de la desviación sea mínimo. Existen varios tipos de “Kriging”, a continuación, se explica cuáles son los más utilizados.

### 2.7.1. “Kriging” Universal

El procedimiento de estimación del “kriging” universal considera el valor de una variable no estacionaria en presencia de una tendencia, la media local varía en dirección de la tendencia y no se acerca razonablemente a la media global. Este tipo de información no puede ser sometido a técnicas de “kriging” a menos que sea procesada para eliminar la tendencia, (Kelkar & Pérez., 2002).

### 2.7.2. “Kriging” Simple

En términos matemáticos, este tipo de kriging es el más simple, este método se basa en la función de covarianza y asume que hay una variable regionalizada estacionaria con media  $m$  (en toda el área de estudio), lo que es poco razonable debido es este parámetro debe ser calculado a partir de muestras de campo, por este motivo el “Kriging” simple no siempre es el más preciso. (Veliz E., 2006). A continuación, la ecuación 2.2 expone la función matemática de este estimador.

$$X(u_0) = \lambda_0 + \sum_{i=1}^n \lambda_i X(u_i) \quad Ec. 2.2$$

Donde:

$\lambda_0$  = Media de la variable en la región de estudio.

$n$  = Sumatoria de los factores de ponderación

Para un periodo estacional de primer orden y con el cálculo de los pesos la ecuación queda de la siguiente forma.

$$\sum_{i=1}^n \lambda_j C(u_i, u_j) = C(u_i, u_o) \quad Ec. 2.3$$

Dónde:

$\lambda_j$  = Peso del Estimador kriging simple

$C(u_i, u_j)$  = Covarianza entre las ubicaciones muestreadas de  $i$  y  $j$ .

$C(u_i, u_o)$  = Covarianza entre las ubicaciones muestreada de  $i$  y no muestreada de  $o$ .

La ecuación 2.3 puede quedar expresada en forma de matriz de la siguiente manera.

$$\begin{bmatrix} C(u_i, u_j) & C(u_i, u_n) \\ C(u_n, u_i) & C(u_n, u_n) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_i \\ \lambda_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C(u_i, u_o) \\ C(u_n, u_o) \end{bmatrix} \quad Ec. 2.4$$

### 2.7.3. “Kriging” Ordinario

Al igual que el “kriging” simple este es un estimador lineal, pero a diferencia del anterior el valor de la media es desconocida el cual puede variar de una región a otra siempre que sea aproximadamente constante en cada vecindad de “kriging”, al aplicar este método solo se conoce la función de covarianza o del variograma. (Matheron, 1965, Vanmarcke, 1983)

$$X(u_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i X(u_i) \quad \text{Ec. 2.5}$$

Debido a que no se conoce el valor de la media se debe cumplir esta condición.

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1$$

La varianza se calcula por medio de la siguiente relación.

$$\sigma_E^2(X) = \sigma^2 \left[ \sum_{i=1}^n C(u_i, u_o) - \mu \right] \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

$\sigma_E$  = Peso del Estimador de kriging ordinario

$\sigma^2 = \gamma(h)$ , donde h es la distancia entre los puntos i y o y análogamente

$C(u_i, u_o)$  = Covarianza entre las ubicaciones muestreada de i y no muestreada de o.

$\mu$  = Covarianza

## 2.8. Consideraciones geológicas del Reservorio

El presente estudio tiene como objetivo modelar un yacimiento de petróleo abierto, con datos reales de la región oriental ecuatoriana, por este motivo es necesario tener claro todas las consideraciones geológicas que componen estas estructuras, esto se refiere a conceptos geológicos como facies, litofacies, ambientes de deposición, etc. A continuación, se estudiará estas consideraciones, posteriormente se describe la estratigrafía de la cuenca oriente, el marco geológico regional y las formaciones productoras del campo en estudio. Se define como reservorio a la acumulación de potencial de hidrocarburos contenidos en las rocas presentes en el subsuelo.

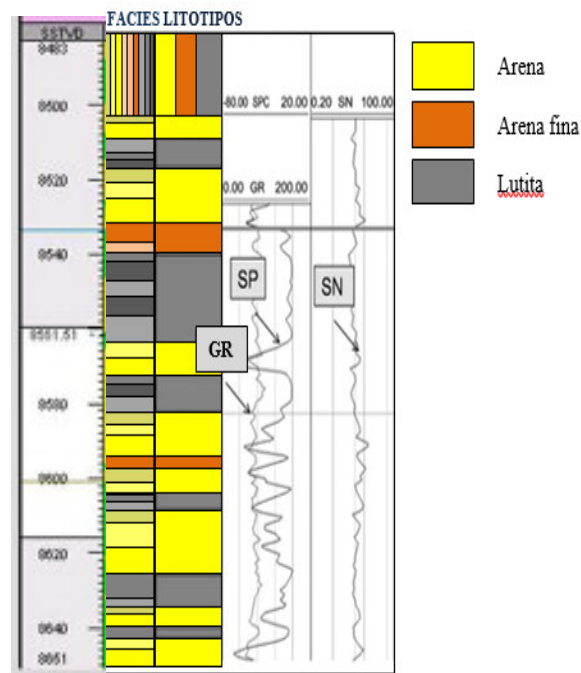


## **2.9. Definición de Facies y Litotipos**

Las facies se denominan al conjunto de rocas que se distinguen por su textura, geometría o composición mineral. La determinación de las facies es un paso de gran importancia en la elaboración del modelo estático, esto se realiza a partir de la respuesta de los registros de pozo bajo la orientación y control de las asociaciones de roca interpretadas en los núcleos de perforación, debido a que en el yacimiento existen varias intercalaciones de calizas, areniscas, lutitas, entre otros tipos de roca. (López S., 2014).

Sin embargo luego de haber realizado este paso es necesario realizar una agrupación geológica de dichas facies la cual se hace en base a sus criterios composicionales y texturales con el objetivo de definir la cantidad de litotipos presentes en la formación los cuales sirven para identificar la calidad del tipo de roca con la que se cuenta en el reservorio, en otras palabras de acuerdo a la caracterización de facies se puede definir cuál es la cantidad de litotipos existentes y se los califica en grupos de acuerdo a la capacidad que tienen estas formaciones para actuar por ejemplo como una arena reservorio, una arena arcillosa de mala calidad, o si corresponden a sellos. (López S., 2014).

La Figura 2.6 muestra un ejemplo gráfico del registro de litotipos o también llamado registro de tipo de roca con su escalamiento, registro de rayos gamma (GR), registro de potencial espontáneo (SP) y registro de resistividad de Normal Corta (SN); este procedimiento se realiza con el propósito de definir el número de capas adecuado que permita preservar la mayor cantidad de información de las propiedades litológicas y petrofísicas de cada pozo en el campo evaluado.



*Figura 2.6.* Ejemplo de Registro de facies y litotipos

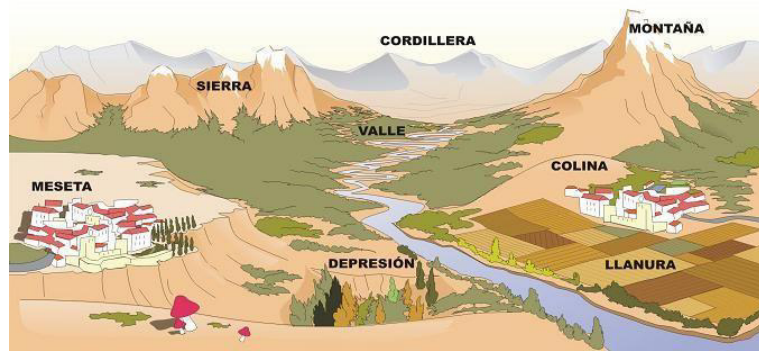
Ejemplo de un perfil litológico, a la izquierda se muestra la escala de profundidad, al centro la escala de colores que se asigna para cada facie o litotipo y a la derecha los perfiles de Potencial Espontáneo (SP), de Gamma Ray (GR) y de Resistividad de Normal Corta (SN).

## 2.10. Ambientes de Deposición

También llamados ambientes sedimentarios estos son el complejo de las condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las cuales se acumula un sedimento. Se distinguen tres tipos de ambientes sedimentarios: ambiente continental, transicional y marino.

### 2.10.1. Ambiente Continental

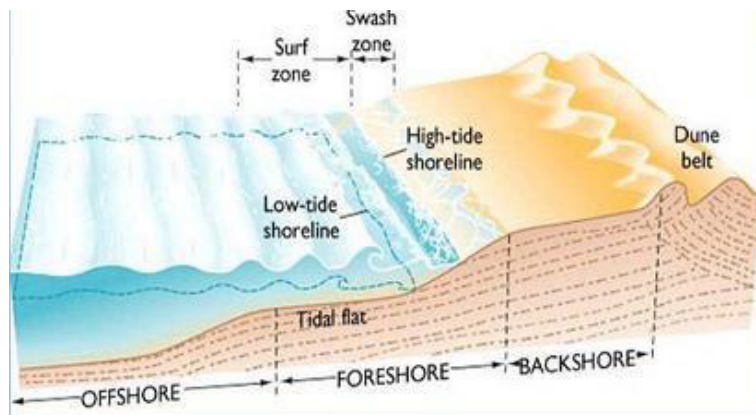
Son medios no marinos, la superficie de deposición yace normalmente arriba del nivel del mar. La distinción entre los medios terrestres y acuáticos depende del hecho de que el depósito se forma en agua (ríos, lagos, pantanos) o que sea formado ya sea por el viento o por el hielo glacial, dependiendo del origen el ambiente continental se subdivide en ambiente glacial, fluvial, eólico y lacustre, la Figura 2.7 muestra algunas subdivisiones del Ambiente Continental. (Salazar L., 1999)



*Figura 2.7. Ambiente Continental*  
Fuente: Reading, Harold G. (1996)

### 2.10.2. Ambiente Transicional

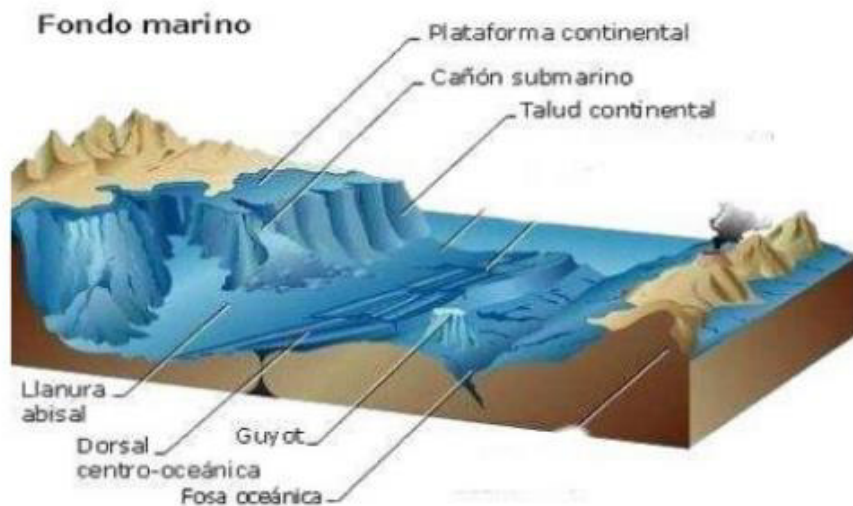
Son ambientes situados en la zona límite continente-océano, y se forman por la acumulación de sedimentos que vienen de la zona continental y marina. Debido a la fuerte intensidad de sedimentación produce cambios continuos en la delimitación y morfología en la línea costera, por lo tanto, los ambientes sedimentarios que se forman, son de difícil separación y gran complejidad. Este tipo de ambiente se subdivide en ambiente deltaico, ambiente de playa, y llanura de mareas o marismas (Salazar L., 1999). En la Figura 2.8 se visualiza el Ambiente Transicional.



*Figura 2.8. Ambiente Transicional*  
Fuente: Reading, Harold G. (1996)

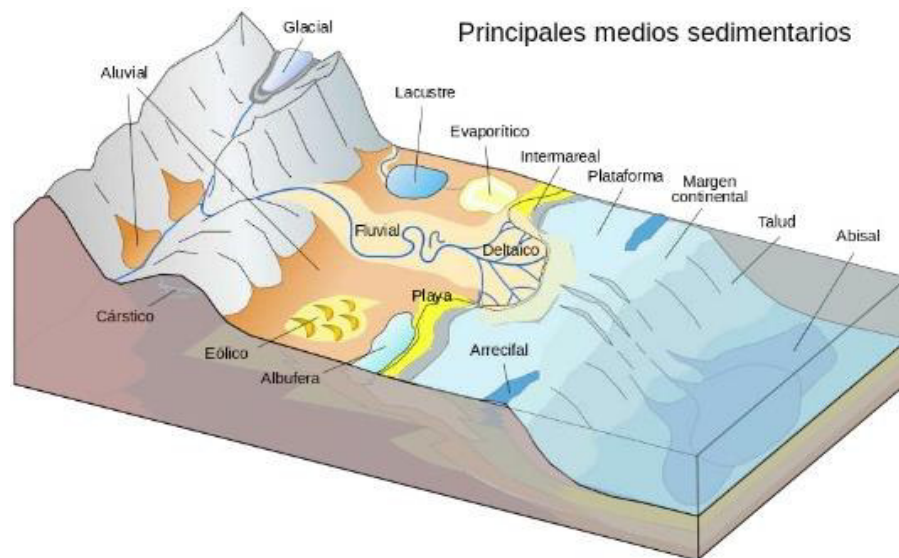
### 2.10.3. Ambiente Marino

Corresponden a ambientes en que la energía de transporte es función de la dinámica marina, y donde los sedimentos llegan generalmente a través de los ambientes de transición, ya sea por remoción y erosión, o porque los sedimentos los atraviesan sometidos a la influencia de su mecanismo de transporte. Los ambientes marinos se dividen según su profundidad en ambiente de plataforma talud y abisal. (Salazar L., 1999). El Ambiente Marino se muestra en la Figura 2.9.



*Figura 2.9. Ambiente Marino*  
Fuente: Wberth Jaime, 2014

Para tener una mejor visión acerca de muchos ambientes de depositación, la Figura 2.10 resume en una sola grafica los principales medios sedimentarios.



*Figura 2.10. Principales medios sedimentarios.*  
Fuente: Reading, Harold G. (1996)

## 2.11. Heterogeneidad del Reservorio

La heterogeneidad de reservorio está definida como una variación en las propiedades del reservorio en función del espacio. Idealmente, si los reservorios fueran homogéneos, la medición de una propiedad del reservorio en cualquier ubicación podría permitir una descripción completa del reservorio. Las propiedades pueden incluir permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas y fracturas, facies, y características de roca. Para una descripción apropiada, se debe predecir la variación en las propiedades del reservorio como una función de la ubicación espacial (Kelkar & Pérez., 2002).

### 2.11.1. Definición de Escalas

Las heterogeneidades en un reservorio se miden desde cuatro diferentes clases de escalas, es así que distribuciones de tamaño de poro, grano y litología de la roca son consideradas dentro de la escala de heterogeneidades microscópicas, por otro lado, propiedades petrofísicas como porosidad, saturaciones, permeabilidades y presión

capilar se las conocen como heterogeneidades macroscópicas. Por otro lado, información como pruebas de formación, información sísmica y saturación de petróleo residual medidas con pruebas simples de trazadores de pozos entran dentro de la escala de heterogeneidades megascópicas, de igual forma las heterogeneidades gigascópicas, incluyen mediciones de permeabilidad provenientes de la información de pruebas de pozo y pruebas de trazadores entre pozos. Cabe recalcar que las escalas dependen del tipo de información que se está trabajando, debido a que las propiedades del yacimiento varían continuamente de cada escala.

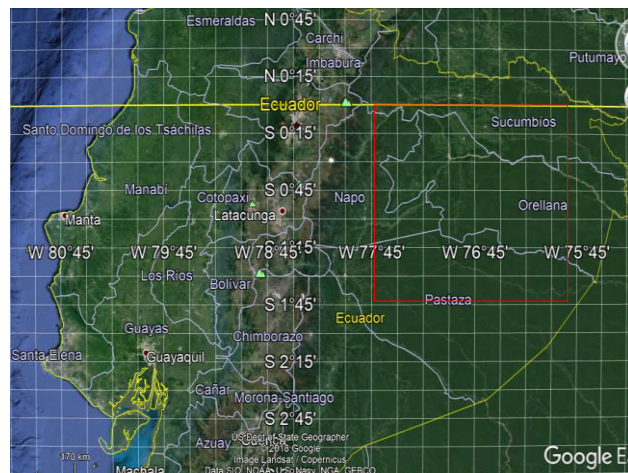
## 2.12. Marco Geológico Regional

La cuenca oriente ecuatoriana se ubica al entre la cordillera de los Andes y el escudo guyanés, sus coordenadas geográficas son:

0°13'07.46" N - 77°39'30.30" O                      0°08'27.87" S - 75°49'19.36" O

2°07'02.58" S - 78°03'32.50" O                      2°24'54.58" S - 76°39'18.49" O

La Figura 2.11 expuesta a continuación muestra la ubicación de esta cuenca, la cual es parte de la cuenca Petrofísica Marañón-Oriente-Putumayo.



*Figura 2.11. Ubicación de la Cuenca Oriente*  
Fuente: Google Earth Pro

Desde el año 1927 viene siendo estudiada la geología regional de esta cuenca, es por ello que desde ese entonces este cuerpo geológico ha sido descrito por varios investigadores entre los cuales destacan; Wasson & Sinclair. 1927; Tschopp, 1953; Faucher & Savoyat, 1973; Canfield et al., 1982; Dashwood & Abbotts, 1990; White & Barragán, 1997; Jaillard, 1997; Baby *et al.*, 1998.

La cuenca oriente está estructurada como resultado de esfuerzos transgresivos presentes a partir del cretácico terminal los que provocaron la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de “rift” de edad Triásico y/o Jurásico inferior (Baby *et al.*, 1998). La Cuenca Oriente en la sección Oeste-Este es asimétrica, presentando un moderado buzamiento hacia el Oeste y Sur, a lo largo de su amplio flanco oriental, y abruptamente hacia el Este, a lo largo de su más estrecho flanco occidental. El eje actual de la Cuenca Oriente está inmerso al Sur-Suroeste, donde los espesores de los sedimentos alcanzan los 1.000 m (Canfield et al., 1982), esta explicación además de los rasgos tectónicos de la cuenca según Baby *et. al.*, (1998) se presentan en la Figura 2.12.



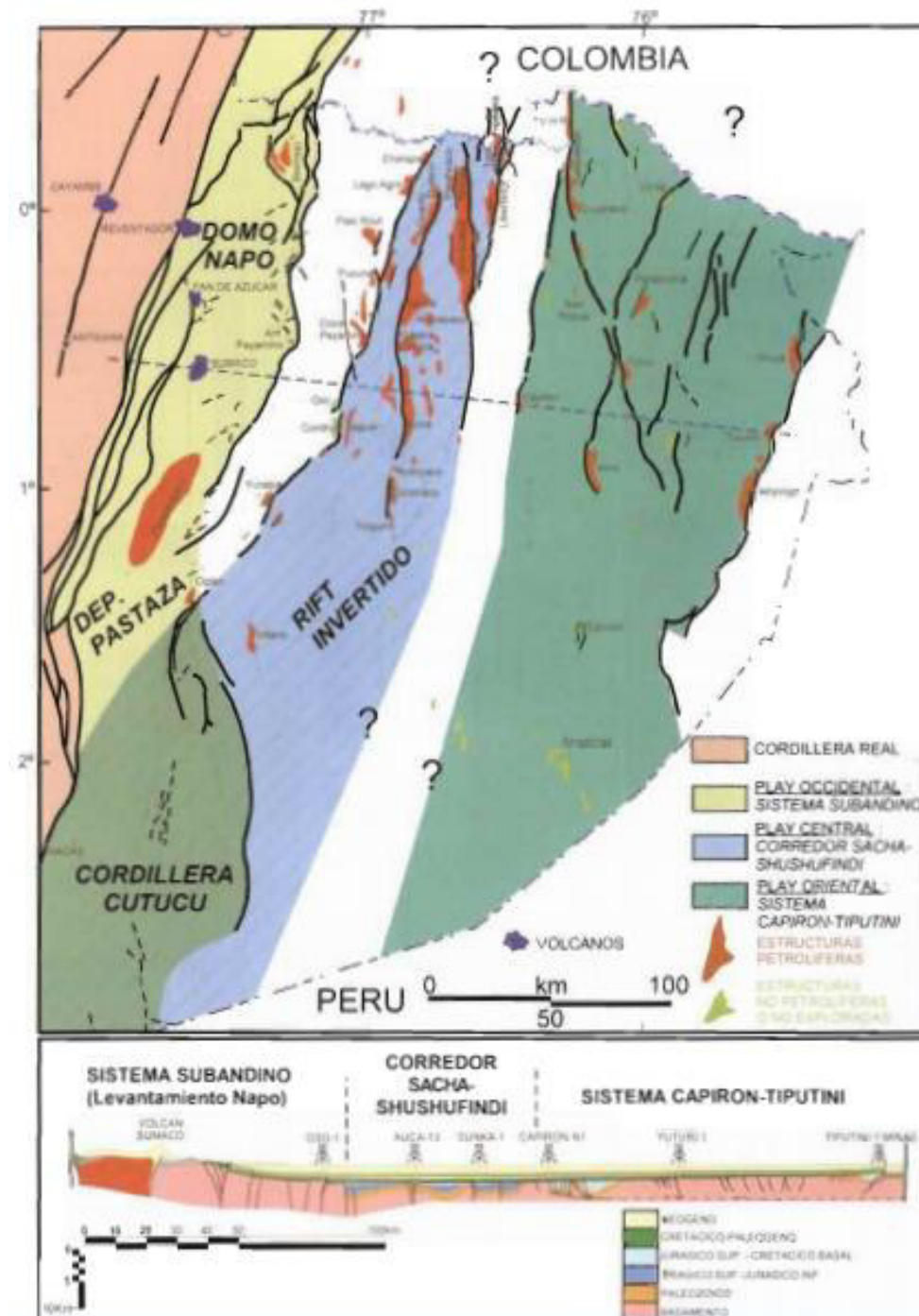


Figura 2.12. Rasgos tectónicos de la Cuenca Oriente

Mapa donde se presentan los diferentes rasgos tectónicos del Ecuador en la región Amazónica, el degradado café que va de claro a oscuro a la izquierda representa a la zona subandina que va desde el Napo hasta Cutucú, el color azul del centro representa el corredor invertido Sacha Shushufindi y el color verde de la derecha representa el Sistema invertido Capiron-Tiputini.

Fuente: Baby *et. al.*, (1998)



### **2.13. Estratigrafía de la Cuenca Oriente**

Estratigráficamente la cuenca oriente está compuesta por secuencias sedimentarias que inician en el periodo Paleozoico y terminan en el Cuaternario y que reposan sobre un substrato Precámbrico. Las formaciones paleozoicas han sido identificadas en afloramientos únicamente al Norte del levantamiento Cutucú, esto se visualiza en la Figura 2.12.

En la cuenca oriente se aprecia una sucesión de sedimentos mesozoicos y terciarios que varían entre 8 y 12 kilómetros, producto de una sucesión de ciclos sedimentarios que fueron separados por periodos erosivos. Las condiciones marinas que se presentaron en el Jurásico Inferior y en el Cretácico Superior, divergen con los sedimentos del Jurásico Superior, Cretácico Inferior y Terciario, que son fundamentalmente de agua dulce y salobre, y de origen continental. Otra característica destacada de esta cuenca son las rocas paleozoicas no metamorfizadas que afloran sólo en la zona subandina como se ve en la Figura 2.13. (Collaguazo V., 2012-2013).



Como se aprecia en la Figura 2.13 la columna estratigráfica de la cuenca oriente está compuesta desde la sección más superficial a la más profunda por las formaciones; Aluvial, Terraza, Chambira, Arajuno, Chalcana, Orteguaza, Tiyuyacu, Tena, Napo, Hollin, Chapiza, Santiago, Macuma, Pumbuiza. La parte B de la Figura 2.13 representa la Formación NAPO, esta estratigrafía del relleno cretácico se la ha subdividido en 3 formaciones: Hollín, Napo y la arenisca basal de la Formación Tena. (Collaguazo V., 2012-2013).

#### **2.14. Formaciones Productoras de Hidrocarburos**

Al hablar de las formaciones productoras de la cuenca oriente destaca la formación Napo debido a que económicamente es la más significativa. La Formación Napo consiste en una secuencia de lutitas negras, calizas grises a negras y areniscas calcáreas, su espesor varía de menos de 200 m a más de 700 m, y siempre se encuentra sobre la formación Hollín por todo el Oriente. A continuación, se describen las diferentes unidades con las que se ha subdividido esta formación. (Jaillard E., 1997).

**Arenisca Basal.** - Son areniscas cuarzo glauconíticas de grano fino a medio intercaladas con lutitas negras calcáreas. (Jaillard E., 1997).

**Caliza “C”.** - Esta unidad pertenece a la edad Albiano Medio-Tardío (113 millones de años), está conformado por calizas de granulometría gruesa que contiene con presencia de lutitas en la base. (Jaillard E., 1997).

**Lutita Napo Basal.** -Esta unidad pertenece a la edad Albiense Medio a tardío (113 millones de años), es una secuencia de lutitas negras con calizas y glauconitas. (Jaillard E., 1997).

**Caliza “T”.** - Perteneciente al Albiense Tardío (113 millones de años), son intercalaciones de calizas y niveles margosos glauconíticos. (Jaillard E., 1997).

**Arenisca “T”.** - Esta unidad pertenece a la edad Albiense Superior (113 millones de años), Constituye la parte inferior de una secuencia limitada a la base por una superficie de erosión, como producto de la caída del mar. (Jaillard E., 1997).

**Caliza “B”.** - Esta unidad pertenece a la edad Albiense Tardío (113 millones de años), se compone de intercalaciones de lutitas negras, calizas margosas con nódulos de pirita y caliza. (Jaillard E., 1997).

**Lutitas “U”.** - Perteneciente al Cenomaniense Temprano (100,5 millones de años). Es una secuencia de lutitas negras ligeramente calcáreas. (Jaillard E., 1997).

**Areniscas “U”.** - Perteneciente al Cenomaniense Tardío (100,5 millones de años), son areniscas desarrolladas sobre una base erosiva. (Jaillard E., 1997).

**Caliza “A”.** - Esta unidad pertenece a la edad Turoniense inferior (93,9 millones de años), está formada por una secuencia basal carbonatada, una secuencia media de calizas laminadas con chert y una secuencia superior de margas y calizas claras. (Jaillard E., 1997).

**Arenisca “M-2”.** - Perteneciente al Turoniense Tardío (93,9 millones de años), esta unidad consiste en una sucesión de arenas muy finas, separadas por finas intercalaciones de lutitas calcáreas. (Jaillard E., 1997)

**Caliza “M-2”.** - Esta unidad pertenece a la edad Turoniense Tardío a Coniaciense Temprano (93,9 a 89,8 millones de años). Son calizas fosilíferas, interestratificadas con lutitas, la parte superior está constituida de calizas margosas fosilíferas bioturbadas, y el techo está marcado por una superficie de emersión. (Jaillard E., 1997).

**Caliza “M-1”.** - Esta unidad pertenece a la edad Coniaciense inferior (89,8 millones de años), es una secuencia de margas y calizas delgadas en la base, cubierta por un estrato de calizas masivas. (Jaillard E., 1997).

**Lutita “M-1”.** - Es una secuencia formada por lutitas grises ricas en materia orgánica con intercalaciones de limolita. (Jaillard E., 1997).

#### **2.14.1. Formación Hollín**

La Formación Hollín se diferencia de dos miembros litológicos diferentes según Tschopp (1953). Lo que diferencia a cada miembro es que una contiene presencia de glauconita y la otra consiste de arenas limpias. Esta formación se formó en la era del Aptiano Inferior al Albiano Inferior (125 – 113 millones de años). Los miembros litológicos principales se describen a continuación:

##### **2.14.1.1. Formación Hollín Inferior**

Pertenece a la era geológica del Aptiano Inferior (125 millones de años) y consiste en un conglomerado de areniscas formados en un conjunto de valles incisos encontrados en el relleno sedimentario. Los perfiles eléctricos muestran baja resistividad debido a que consiste en un reservorio de agua salada. (Almeida D., Cárdenas D., 2010).

##### **2.14.1.2. Formación Hollín Superior**

Formado en la edad del Aptiano Superior al Albiano Inferior (125 – 113 millones de años) se representa por series de arenas cuarzosas adecuado a yacimientos de llanura de inundación aluvial, ambientes de plataforma marina a pocas profundidades y planicies costeras. Este tipo de ambiente propicia la formación de glauconita. (Almeida D., Cárdenas D., 2010).

## **CAPÍTULO 3**

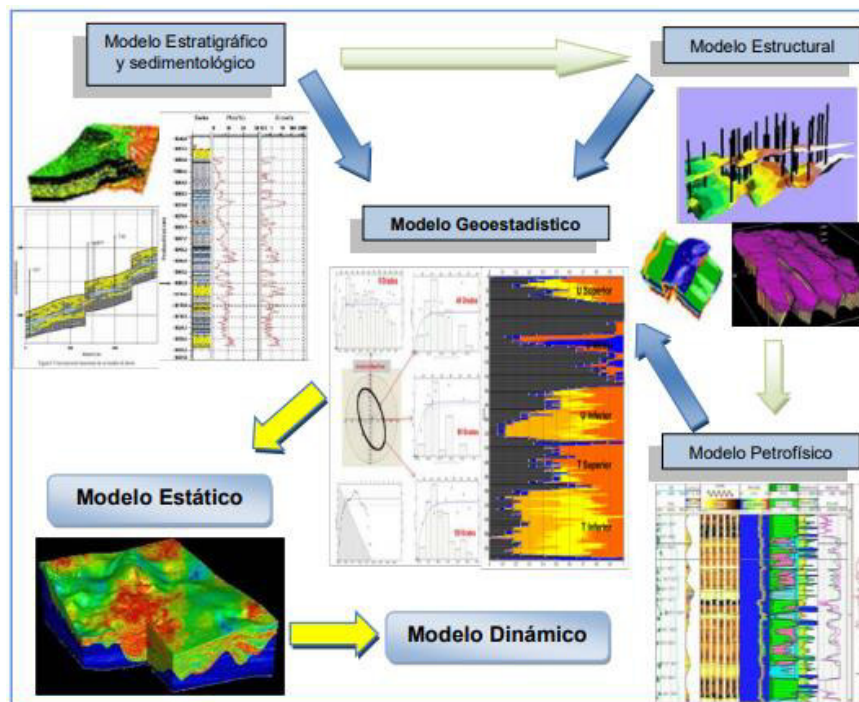
### **3. METODOLOGÍAS PARA EL MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO**

En este capítulo se muestra toda la metodología que se aplica para la elaboración del presente trabajo, se toma en cuenta que basándose en geoestadística, se obtienen varias realizaciones que contribuyen a la obtención de múltiples respuestas que permiten escoger la que más se asemeje al reservorio.

El modelo geoestadístico es reforzado con el estudio de los modelos estratigráfico – sedimentológico, estructural, petrofísico los cuales se explican brevemente en esta sección, además para realizar los distintos modelos físicos - matemáticos se explican los diferentes algoritmos de interpolación utilizados como son el algoritmo de simulación secuencial indicador y el algoritmo de simulación plurigaussiano, así como la forma a emplear para escoger la mejor realización y el cálculo de reservas. (Baque R., 2015)

#### **3.1. Métodos de Simulación**

Hasta la fecha se ha diseñado tres métodos generales de simulación geoestadística; el método basado en celdas, el basado en objetos y el basado en imágenes. La Figura 3.1 describe un diagrama de flujo de la metodología que se utilizará en donde se observa como el uso de los modelos estructural, petrofísico y estratigráfico – sedimentológico permiten construir el modelo geoestadístico y a su vez generar el modelo estático, posteriormente se detalla el funcionamiento y las técnicas que utiliza el método de simulación basado en celdas debido a que para este trabajo se desarrollará con este tipo modelamiento.



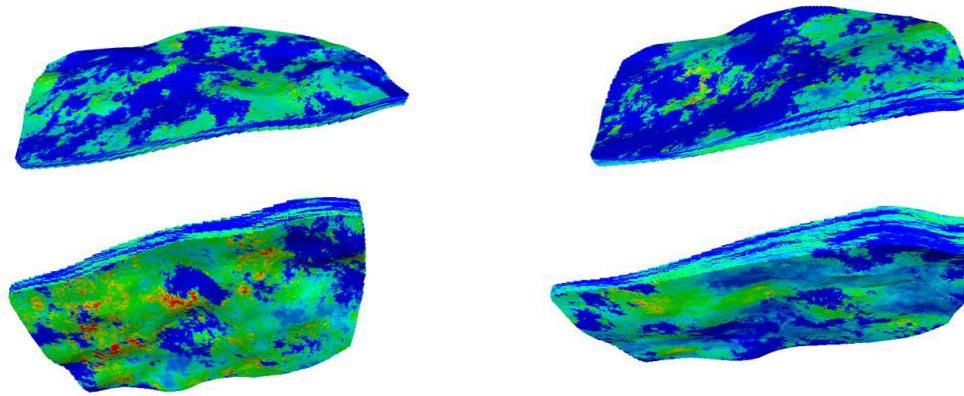
*Figura 3.1.* Diagrama de flujo de la metodología del modelamiento Geoestadístico

Extracto de la metodología geoestadística donde en la parte superior izquierda resalta el modelo estratigráfico sedimentológico para la formación de secuencias estratigráficas, registros y mapas de facies, etc., al lado está el modelo estructural que permite generar atributos sísmicos, mapas en tiempo y profundidad, etc., debajo en la parte derecha el modelo petrofísicos permite generar registros eléctricos de propiedades petrofísicas, correlaciones de pozos, etc., en medio el modelo geoestadístico integra toda la información para generar curvas de proporción vertical, variogramas, elipses de anisotropía, todo esto genera el modelo estático en la parte inferior izquierda con los modelos de facies y propiedades petrofísicas y sirve de base para crear modelos dinámicos.

Fuente: Baque R., 2015

### 3.1.1. Método Basado en Celdas

Dentro del ámbito petrolero, básicamente este método consiste en representar un yacimiento hidrocarburífero con celdas o píxeles, de tal manera que dentro del software este se ve como una estructura compuesta por una gran cantidad de bloques. Es importante destacar que entre más sea la cantidad de celdas utilizadas para modelar el yacimiento, la representación del mismo será más exacta, la Figura 3.2 expone un ejemplo de una simulación basada en celdas. (Baque R., 2015)



*Figura 3.2.* Ejemplo de Simulación Geoestadística basada en celdas  
Ejemplos de cuatro realizaciones aleatorias de modelos de porosidades en la malla geoestadística para observar la reproducción de una simulación cualquiera.  
Fuente: Software Decision Space Geoscience

Dentro del software “Decision Space”, al momento de modelar un yacimiento, el intérprete debe escoger el tipo de algoritmo de simulación de acuerdo a las consideraciones geológicas disponibles, esto con el objetivo de interpretar como se distribuyen las propiedades dentro del reservorio, lo que quiere decir que el tipo de algoritmo usado al momento de interpolar los datos en lugares no referenciados, es decir donde no existen datos disponibles. El programa “Decision Space Geoscience” (DSG) permite escoger entre una simulación plurigaussiana, de indicador secuencial, Gaussiano Truncado o Monogaussiano. El presente proyecto busca generar simulaciones generadas por los algoritmos plurigaussiano e indicador secuencial para posteriormente realizar un estudio de comparación entre ambos.

### **3.2. Modelos necesarios para la construcción del Modelo Geoestadístico**

Para la generación de un modelo geoestadístico es necesario recopilar información proveniente de varios modelos que representen las características físicas del yacimiento como litología, propiedades petrofísicas, además es imprescindible conocer el ambiente de depositación, entre otros aspectos, con esta finalidad a continuación se exponen los modelos estratigráfico, sedimentológico, estructural y petrofísico que contribuyan a la elaboración del modelo geocelular (Ganan J., 2014).



### 3.2.1. Modelo Estratigráfico – Sedimentológico

El modelo estratigráfico permite determinar las relaciones verticales y laterales entre los estratos geológicos atravesados por diferentes pozos. Este modelo define la arquitectura del interior del yacimiento, el buen mallado de secciones estratigráficas permite obtener importante información de relaciones verticales entre las unidades de interés para predecir la movilidad de los fluidos realizando correlaciones intrayacimiento de los reflectores, guiándose con análisis de estratigrafía secuencial y correlaciones litológicas pozo – pozo. (Chango M., Cerón G., 2009)

El modelo estratigráfico involucra los siguientes aspectos:

- Interpretación de registros eléctricos de pozos
- Interpretación de horizontes
- Estratigrafía secuencial
- Atributos sísmicos
- Correlación estratigráfica
- Secciones estratigráficas

El modelo sedimentológico consta de dos etapas: la definición de facies y la definición de la geometría de las capas internas. El objetivo de este modelo consiste en definir las secuencias estratigráficas con cada facie asociada. Las facies se codifican utilizando variables categóricas para cada facie y también pueden definirse sobre los núcleos como petrofacies o electrofacies. (Chango M., Cerón G., 2009)

Cuando se construye el modelo estructural y estratigráfico, se pueden modelar las facies en un simulador (software) que muestre su distribución espacial (cubo 3D) basándose en el ambiente de deposición del yacimiento y las relaciones de facies lateral y vertical, los datos requeridos constan de la desviación en las coordenadas X y Y, el

código asignado a cada facie o litofacie, la profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth TVD), marcador de posición, además de contar con los valores de porosidad y permeabilidad. (Chango M., Cerón G., 2009)

### **3.2.2. Modelo Estructural**

El modelo estructural define la estructura del yacimiento visualizándose para su interpretación en cubos 3D, este modelo involucra los horizontes estratigráficos de las arenas, fallas estructurales, cuerpos irregulares que pueden ser de arcilla o sal, lo cual permite calcular las dimensiones reales, volumetría y complejidad estructural del yacimiento en las diferentes condiciones como erosiones, intrusiones o truncamientos, etc. (Vargas F., 2011).

El conocimiento del área del yacimiento está relacionado con el grado de incertidumbre que presenta el modelo estructural debido a limitaciones técnicas en la configuración del patrón de fallas que afecte los límites externos o al propio yacimiento. Cuando se procede a la interpretación sísmica se pueden presentar errores en la conversión tiempo – profundidad o en la interpretación de horizontes generados por el mal diseño del procesado sísmico lo que provocaría gran incertidumbre en la interpretación estructural. (Vargas F., 2011).

El modelo estructural puede presentar los siguientes resultados:

- Interpretación de horizontes
- Interpretación de fallas
- Modelo de velocidades
- Análisis de atributos sísmicos
- Sismogramas sintéticos
- Facies sísmicas

### **3.2.3. Modelo Petrofísico**

El modelo petrofísico permite obtener propiedades como la porosidad, saturación de agua, contenido de arcilla y permeabilidad elaborando mapas de isopropiedades que permiten realizar un análisis global. Además, estas propiedades evaluadas pueden generar modelos 3D que representan todo el yacimiento implementando técnicas geoestadísticas. (López S., 2014)

El análisis petrofísico permite obtener generalmente:

- Interpretación de registros de pozos
- Análisis de estratigrafía
- Propagación de electrofacies
- Correlaciones estratigráficas
- Evaluación de formaciones
- Física de rocas

### **3.2.4. Modelo Geoestadístico**

La generación de modelos estáticos conlleva a realizar una serie de procesos sistemáticos que involucra una serie de pasos los cuales se explican más adelante, es así que inicialmente se debe construir una malla o grilla de alta definición areal y vertical que refleje la realidad del campo, después de esto se debe realizar un análisis de la distribución de arenas productoras del campo, lo que es posible con las CPV (Curvas de proporción vertical). A continuación, se determina la dirección anisotrópica de la litología del campo, calculando esto con una relación entre variogramas y elipses de anisotropía (Ganán J., 2014).

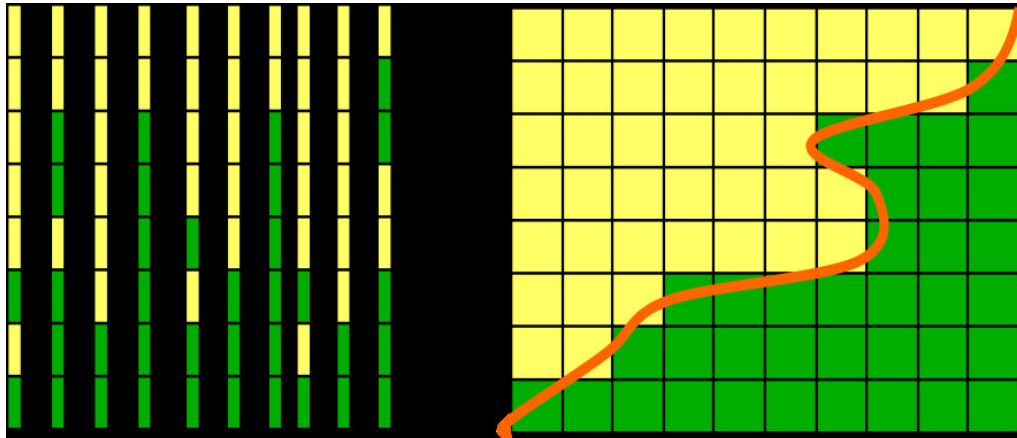
Una vez culminado el análisis antes mencionado, se procede a la construcción de los modelos estáticos, pero a dichos modelos se vuelve necesario condicionarlos con relación a los litotipos presentes en el yacimiento, con el objetivo de correlacionar estas propiedades con respecto a la distribución litológica del campo. En resumen, de esta manera se obtienen los distintos modelos individuales y de igual forma la dirección preferencial de cada uno en cada registro, esta metodología se explica de una forma más detallada a continuación (Ganán J., 2014).

#### **3.2.4.1. Construcción de la Malla Geoestadística**

La malla o grilla geoestadística es la estructura donde se va a poblar las diferentes propiedades, aquí es imprescindible definir de manera precisa el número de celdas a utilizar, en el área y de la misma manera las celdas verticales y horizontales, la importancia de una buena selección radica fundamentalmente al momento de ajustar los variogramas, si la distribución areal de ubicación de pozos no presenta una variabilidad y tiene una tendencia en determinada dirección, sería totalmente complejo e incierto el cálculo de variogramas en diferentes direcciones. Es importante destacar que entre más celdas tenga la grilla la representación del yacimiento será más precisa.

#### **3.2.4.2. Curvas de Proporción Vertical**

En la creación del modelo geoestadístico, las curvas de proporción vertical o las curvas de probabilidad de ocurrencia de las facies en sentido vertical, proporcionan información que debe de reproducirse al realizar la distribución de facies y juegan un papel muy importante, en primer lugar, porque ayuda a identificar las zonas que presentan mayor desarrollo de arenas (Díaz M., 2005). El principio de creación de las CPV nace de un concepto sencillo el cual radica en agrupar la información acerca de las facies disponibles en cada pozo con el objetivo de identificar la presencia de arena en el campo estudiado, la Figura 3.3 explica de manera gráfica y muy sencilla el desarrollo de esta técnica.

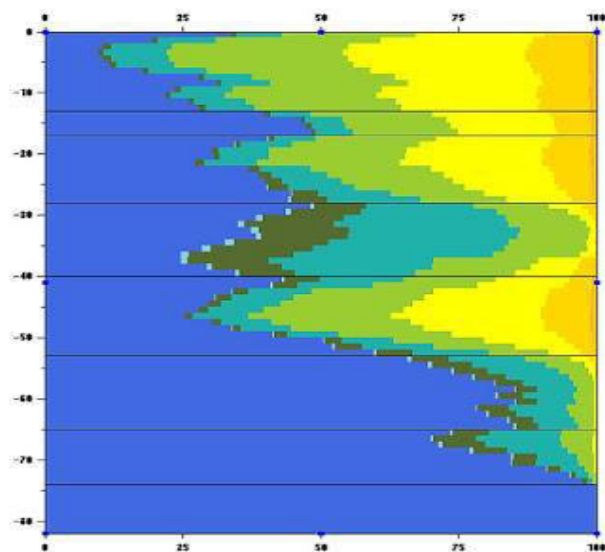


*Figura 3.3. Metodología de Curva de Proporción Vertical*

A la izquierda se observa la representación de dos litotipos diferentes en 10 pozos y a la derecha se observa cómo se verían agrupados en una curva de proporción vertical, simplemente se suma la cantidad de datos que tiene cada bloque y se los separa para dar forma a la curva de proporcionalidad.

Fuente: Díaz M., 2005

Otra utilidad importante de estas curvas es el hecho de que sirven para corroborar si los topes ya establecidos respetan el orden de litotipos presentes en la estratigrafía de la formación, la Figura 3.4 muestra un ejemplo grafico de una curva de proporción vertical real donde se observa una escala de profundidad en el eje Y y una escala de proporcionalidad en el eje X.



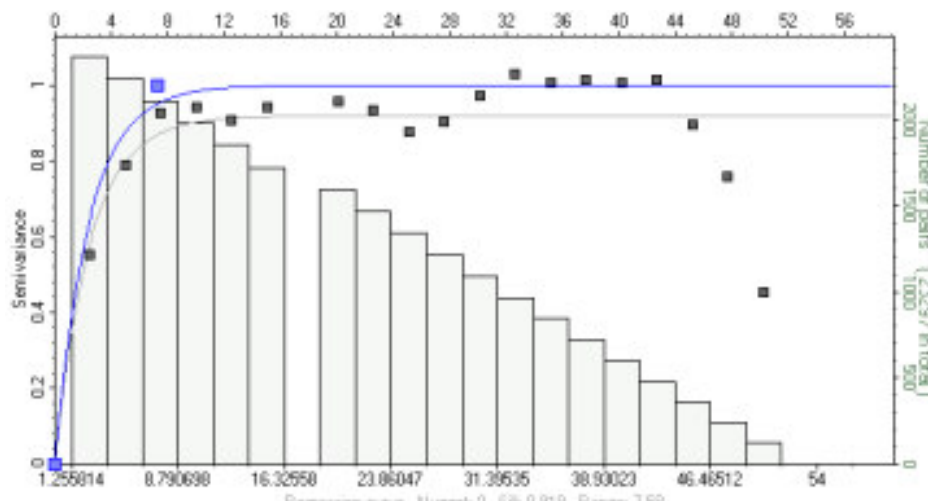
*Figura 3.4.* Ejemplo gráfico de una curva de proporción vertical

En el eje X se observa una escala de 0 a 100% de la cantidad de litotipos evaluados y en el eje Y una escala de profundidad de 0 a 80. En este ejemplo se observan 6 tipos de litotipos diferentes y la proporcionalidad de cada uno de ellos.

Fuente: Decisión Space Geoscience

### 3.2.4.3. Análisis geoestadístico estructural: Cálculo, ploteo, ajuste e interpretación de Variogramas

Después de conocer la litología, se procede a generar los variogramas experimentales de los datos de campo disponibles, en distintas trayectorias como  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$  para posteriormente ajustarlos al modelo teórico que se acople con más precisión, es decir, el que representa mayor consistencia con respecto al variograma experimental con el fin de determinar direcciones de anisotropía. Para este procedimiento se tienen que conocer previamente parámetros como, tolerancia angular, distancia de desplazamiento, ancho de banda y rango de búsqueda. En la Figura 3.5 se visualiza un ajuste de variograma en el “Decision Space” con datos aleatorios.



*Figura 3.5.* Ajuste de un variograma

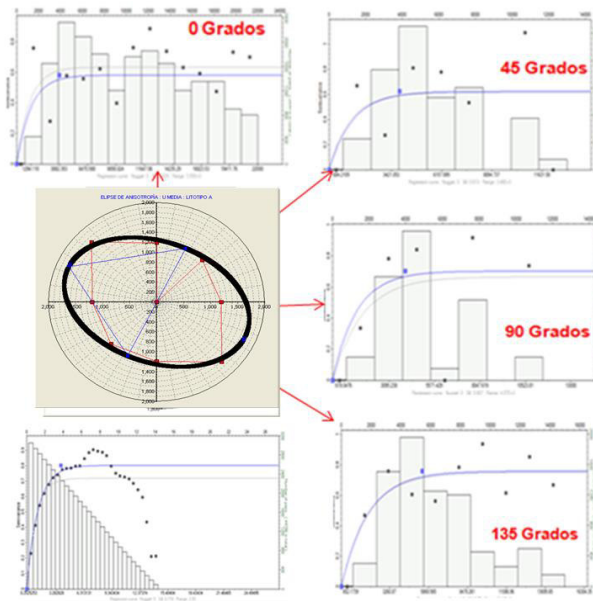
Eje X Rango o distancia de datos, Eje Y Valor del semivariograma o variograma. Los puntos negros son los que dan la forma al variograma mediante el ajuste de parámetros de lag, tolerancia angular, ancho de banda, etc. Los puntos donde el variograma no se correlaciona son despreciables.

Fuente: Decisión Space Geoscience

El ajuste de variogramas se realiza de acuerdo a las funciones teóricas de los modelos de variogramas existentes, el software “Decision Space” permite modelar las funciones con los modelos: esférico, exponencial, gaussiano y senoidal ajustándolos de acuerdo el usuario refleje conjuntamente ingresados los parámetros antes mencionados.

#### **3.2.4.4. Elipses de Anisotropía**

Una vez finalizado la evaluación de variogramas en las direcciones ya mencionadas en la sección anterior, es posible evaluar la tendencia o dirección preferencial de las propiedades del yacimiento pudiendo estas ser litología o propiedades petrofísicas, esto es posible gracias las elipses de anisotropía cuya metodología consiste en conocer los rangos en los cuales se estabilizan los variogramas en las cuatro direcciones evaluadas, cabe recalcar que se considera el norte desde  $0^\circ$  y los siguientes ángulos van en sentido de las manecillas del reloj y siendo el variograma evaluado a  $0^\circ$  el recíproco de la evaluación a  $180^\circ$  de la misma forma el rango del variograma de  $45^\circ$  es el mismo que el de  $225^\circ$  y finalmente los de  $90^\circ$  y  $135^\circ$  serán los de  $270^\circ$  y  $315^\circ$  respectivamente, estos datos son representados en un plano cartesiano como se observa en la Figura 3.6. Una vez finalizado esta evaluación en la elipse se puede diferenciar parámetros de gran importancia como rango mayor, rango menor y dirección preferencial que es la dirección donde los datos presentan mayor correlación, es decir, son más parecidos.



*Figura 3.6. Determinación de una Elipse de Anisotropía*

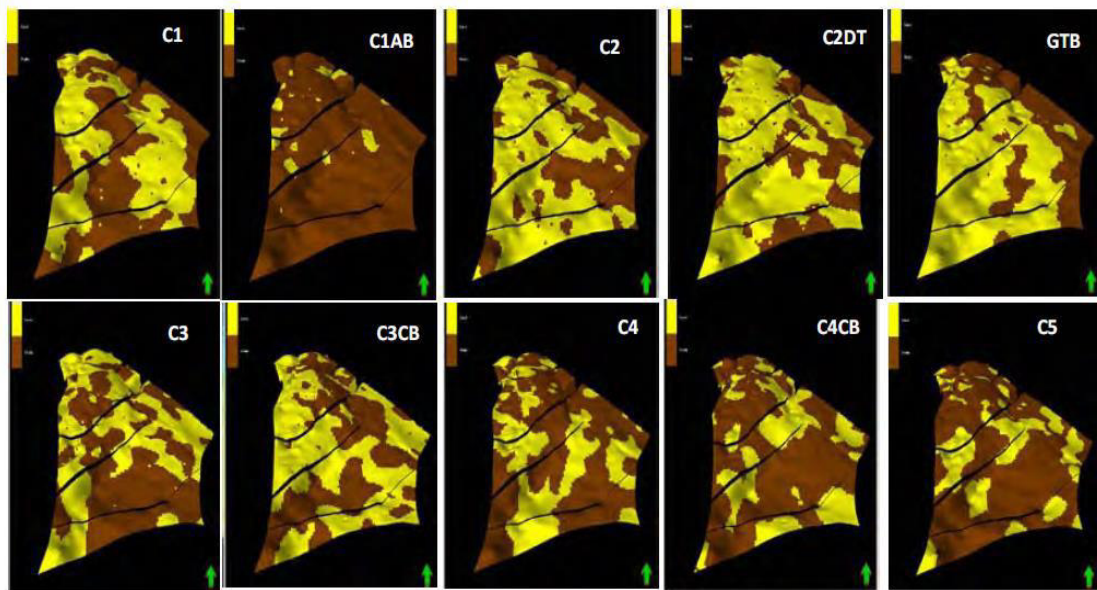
Ejemplo de variogramas tomados a las direcciones de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  y  $135^\circ$  los cuales dan los rangos o distancias que permiten crear la elipse de anisotropía. La parte inferior izquierda de la figura muestra la reproducción de un variograma vertical.

### 3.2.4.5. Modelo Geoestadístico de Facies

Las facies estratigráficas son importantes en la modelación de yacimientos ya que las propiedades petrofísicas de interés están altamente correlacionadas con el tipo de facies. El conocimiento de la distribución de las facies restringe el rango de variabilidad de la porosidad y la permeabilidad. Más aún, las funciones de saturación dependen de las facies, incluso cuando las distribuciones de la porosidad y permeabilidad no dependan de éstas, (Díaz & Casar, 2004).

El resultado de este proceso proporciona respuestas estocásticas, lo que significa que se obtienen varias realizaciones geoestadísticas del campo condicionadas a la información presente en los pozos. Entre las realizaciones que se generan siempre existe un grado de similitud, sin embargo, se tiene que escoger la que represente mejor la estratigrafía del yacimiento. A continuación, se muestra la Figura 3.7 donde se visualizan ejemplos de diferentes realizaciones de facies de un simulador.



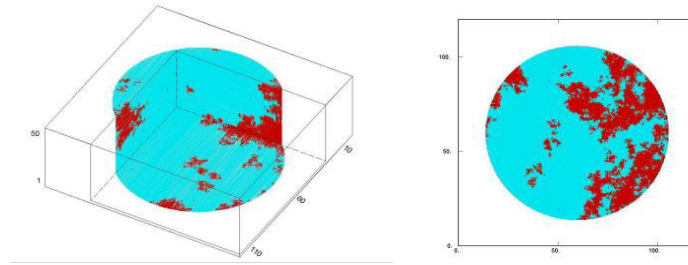


*Figura 3.7. Visualización de diferentes realizaciones del modelo de facies*  
Representaciones de realizaciones aleatorias de modelos de facies, las inscripciones C1, C1AB, C2, etc., representa el código que tiene cada realización en la parte superior izquierda se observa una escala de colores lo que supone es que este modelo consiste únicamente de dos litotipos.

Fuente: (Rojas, 2011)

#### **3.2.4.5.1. Algoritmo de Simulación Secuencial Indicador**

El método del indicador secuencial es un algoritmo muy eficiente usa el método de interpolación “Kriging” para estimar la función distribución de probabilidad local. Requiere del modelo del variograma para cada valor de corte especificado por el usuario o como alternativa más eficiente, pero menos precisa del variograma obtenido para el valor de corte correspondiente a la mediana. (Díaz & Casar, 2004). La Figura 3.8 muestra imágenes en 3D y 2D de porosidad de un medio poroso vulgar simulado con el algoritmo secuencial indicador.



*Figura 3.8.* Simulación de porosidad desde algoritmo secuencial indicador  
Ejemplo visual de una reproducción usando el algoritmo secuencial indicador, a la izquierda se observa en un cubo 3D y a la derecha en un mapa 2D.

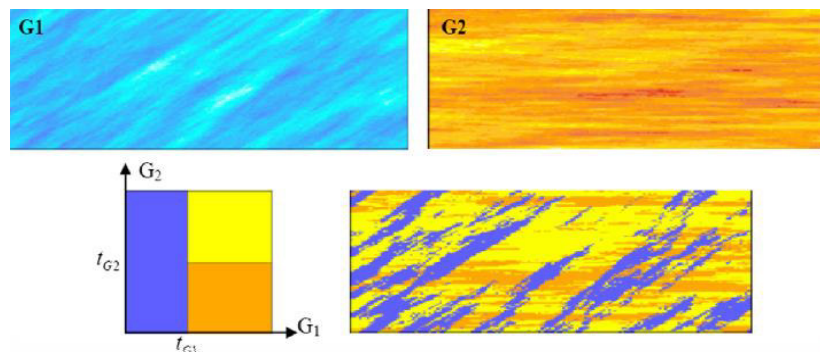
Fuente: Díaz & Casar, 2004

### 3.2.4.5.2. Algoritmo de Simulación Plurigaussiana

El método de simulación plurigaussiana es una variante de la simulación Gaussiano Truncado o Monogaussiano que esencialmente es un modelo elaborado para simular fenómenos físicos que consisten sólo en dos fases distintas, obteniendo realizaciones mediante el truncado de una función aleatoria gaussiana. Con el algoritmo plurigaussiano se puede definir varias truncaciones de varias funciones aleatorias  $Y(x)$  al mismo tiempo, lo que quiere decir que se puede simular tres o más fases distintas de una sola estructura. Matemáticamente la metodología del algoritmo plurigaussiano se expresa de la siguiente manera. (Díaz M. & Casar R., 2004)

$$I(x; y_1, y_2) = \begin{cases} 1 & \text{si } Y_1(x) < y_1 \\ 2 & \text{si } Y_1(x) \geq y_1 \text{ e } Y_2(x) < y_2 \\ 3 & \text{si } Y_1(x) \geq y_1 \text{ e } Y_2(x) \geq y_2 \end{cases} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Pero en la práctica esto no es siempre satisfactorio, porque si se tienen realizaciones continuas entonces ambas fases no pueden estar en contacto. A continuación, en la Figura 3.9 se muestra un ejemplo de simulación plurigaussiana. (Díaz M. & Casar R., 2004)



*Figura 3.9. Simulación Plurigaussiana*

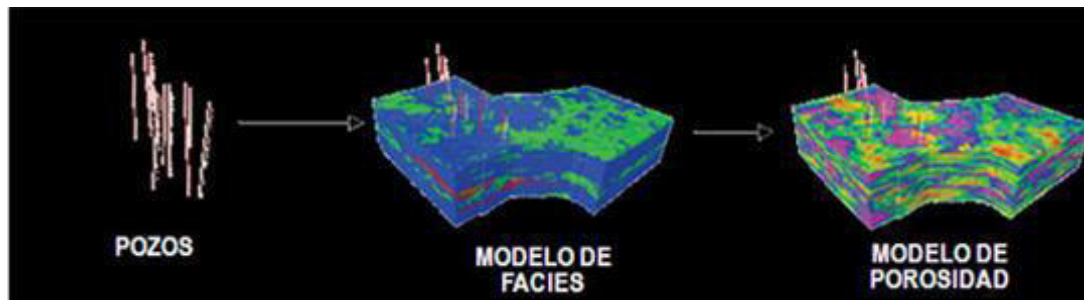
La parte superior muestra dos litologías en ambiente de deposición diferentes, abajo a la izquierda se observa cómo se definen las banderas de truncación y al lado la reproducción en una simulación cualquiera.

Fuente: Díaz M. & Casar R., 2004

#### **3.2.4.6. Modelo Geoestadístico de Propiedades Petrofísicas**

El trabajo de modelamiento de propiedades petrofísicas consiste en poblar las celdas de la malla 3D que están vacías, es decir, que no tienen un valor asignado de porosidad y/o permeabilidad en el yacimiento. Durante esta etapa se respetan las celdas que fueron interceptadas por los pozos debido a que ya tienen un valor de porosidad asignado al realizar el escalamiento de los registros continuos de porosidad. (Rojas C., 2011)

Los valores de las propiedades petrofísicas son asignados dentro de cada facie de manera que se reproduzcan las características estadísticas representativas (histograma, variograma, la correlación con otra variable) de la propiedad para dicha facie. (Díaz M. & Casar R., 2004). Es importante saber que antes de realizar algún modelamiento geoestadístico de alguna propiedad petrofísica, es necesario verificar el comportamiento de la misma en relación a los litotipos, para comprobar la variación de esta propiedad con respecto a su litología como se visualiza en los ejemplos de los modelos de la Figura 3.10.



*Figura 3.10.* Procedimiento para la construcción de un modelo de porosidad

Para el cálculo de un modelo petrofísico como la porosidad, se debe contar con los registros eléctricos de pozos (izquierda) a su vez crear el modelo de facies (centro), ya con esto se genera los modelos de las propiedades petrofísicas mediante la implementación de un algoritmo que los identifique.

Fuente: Software Decision Space Geoscience

#### 3.2.4.6.1. Cálculo de Porosidad Efectiva

Porosidad efectiva (PHIE) es una de las propiedades petrofísicas más relevantes en el yacimiento. Para el presente estudio se evalúa desde el modelo convencional de porosidad densidad-neutrón y corregido por el volumen de arcilla de formación, ya que actualmente este modelo, basado en regresión lineal, es el más utilizado al momento de realizar este cálculo, la ecuación 3.2 muestra esta relación (Rojas C., 2011).

$$PHIE = \left( \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \right) \times (1 - V_{shl}) \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

$PHIE$	=	Porosidad Efectiva
$\phi_D$	=	Porosidad primaria del Registro Density
$\phi_N$	=	Porosidad primaria del Neutrón leído en el registro
$V_{shl}$	=	Volumen de arcilla a partir del Gamma Ray

#### 3.2.4.6.2. Cálculo de Saturación de Agua

Esta propiedad se evalúa a partir de ecuaciones empíricas como el modelo de Archie y el modelo de Indonesian, pero en este estudio la saturación total de agua fue determinada por un promedio entre estas dos ecuaciones para justificar una mayor

probabilidad de valores cercanos a la realidad del campo de la siguiente manera: (Rojas C., 2011).

$$SW = (\text{Archie} + \text{Indonesian}) / 2 \quad \text{Ec. 3.3}$$

A continuación, se expone la ecuación de Archie y el modelo de Indonesian respectivamente:

Ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}} \quad \text{Ec. 3.4}$$

Modelo de Indonesian:

$$S_w = \left[ \frac{\frac{1}{\sqrt{R_t}}}{\sqrt{\frac{\phi^m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{SH} \left(1 - \left(\frac{V_{SH}}{2}\right)\right)}{\sqrt{R_{clay}}}} \right]^{\frac{2}{n}} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

$R_t$	=	Resistividad de la formación.
$\phi$	=	Porosidad.
$S_w$	=	Saturación de agua
$m$	=	Factor de cementación
$n$	=	Exponente de saturación
$a$	=	Constante de tortuosidad
$R_w$	=	Resistividad del agua de formación
$R_{clay}$	=	Resistividad de la arcilla (lutita)

$$\begin{aligned} V_{shl} &= \text{Contenido de arcilla a partir del Gamma Ray} \\ V_{sh} &= \text{Contenido de arcilla} \end{aligned}$$

### 3.2.4.6.3. Cálculo de Permeabilidad

Para el cálculo de la permeabilidad se utilizó el modelo empírico de Timur que relaciona la permeabilidad con la porosidad y la saturación de agua irreductible. (Rojas C., 2011).

$$K = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad Ec. 3.6$$

Donde:

$$\begin{aligned} K &= \text{Permeabilidad} \\ \phi &= \text{Porosidad} \\ S_{wi} &= \text{Saturación de Agua Irreductible} \end{aligned}$$

### 3.2.4.6.4. Cálculo de Contenido de Arcilla

El volumen de arcilla se determinó teniendo en cuenta el registro de rayos gamma, basado en la interpretación de litotipos evaluando inicialmente el índice de Gamma Ray. (Rojas C., 2011).

$$VSH = \frac{GR_{corr} - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \quad Ec. 3.7$$

Donde:

$$\begin{aligned} VSH &= \text{Índice de arcilla a partir del Gama Ray} \\ GR_{corr} &= \text{Gamma Ray leído en la zona de interés en el registro} \end{aligned}$$

$GR_{clean}$  = Gamma Ray leído la zona de arena

$GR_{shale}$  = Gamma Ray leído en zona de lutita

#### 3.2.4.7. Selección de la mejor realización

La simulación geoestadística es un método que genera respuestas estocásticas lo que significa que determina varias posibilidades acerca de la estructura que quiere reproducir, esto implica varios posibles escenarios entre los cuales están los optimistas y pesimistas, es aquí que se debe seleccionar el modelo que mejor represente la realidad del yacimiento. Para este proceso de selección se utiliza estadística; específicamente se trabaja con percentiles, las realizaciones generadas están ordenadas de acuerdo al POES establecido en cada uno de ellas, se realizan histogramas de frecuencia con el objetivo de obtener los percentiles 10, 50 y 90, generalmente se escoge las realizaciones pertenecientes al percentil 50 y se corrobora las mismas analizándolas con respecto a mapas de facies y producción. (Baque R., 2015)

#### 3.2.4.8. Cálculo de POES

Entre los objetivos principales del modelo estático esta determinar el Petróleo Original En Sitio (POES), para cuantificar con mayor certeza las posibles reservas petroleras con las que se cuenta actualmente, existen varias maneras para realizar este cálculo, estas son; el método volumétrico, curvas de declinación de producción, balance de materias, método de Monte Carlo. El software “Decision Space Geoscience” define el valor del POES en el campo por medio del método volumétrico de Simulación de Yacimientos utilizando la siguiente ecuación: (Baque R., 2015)

$$POES = \frac{7758 * \Phi * (1 - S_{wi}) * A * h}{B_{oi}} \quad Ec. 3.8$$

Donde:

$POES$  = Petróleo original en sitio (BN)

$\Phi$  = Porosidad (fracción)

$Swi$  = Saturación de agua irreducible (fracción)

$A$  = Área de drenaje (Acre)

$h$  = espesor del estrato (ft)

$Boi$  = Factor volumétrico de formación del petróleo inicial (BY/BN)  
(Barriles de yacimiento/Barriles normales)

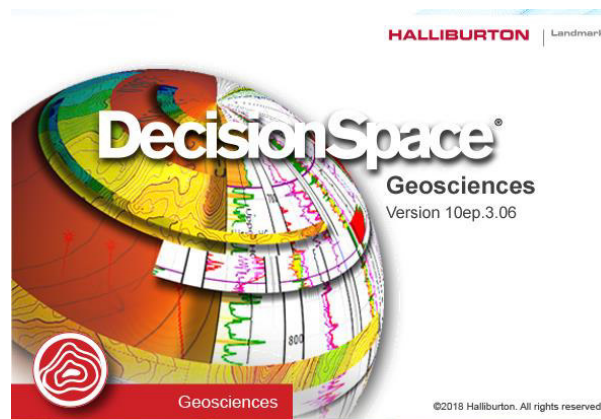
Cabe recalcar que se implementan unidades de campo cuando se habla de la industria petrolera descartando las unidades métricas, la diferencia de los barriles de yacimiento con los normales es que al momento de producir existe una pequeña diferencia entre lo que está en el subsuelo y lo que sale a superficie por la liberación de gas que se encuentra a grandes presiones y temperaturas en el yacimiento, esta pequeña diferencia se expresa con el factor Boi.

### 3.3. Descripción del “Decision Space Geoscience” 10ep. 3. 06

La plataforma de trabajo “Decision Space Geoscience” consta de un entorno de flujo de datos que permite realizar interpretaciones de datos geológicos, geofísicos, sísmicos, sedimentológicos, petrofísicos y geoestadístico usados para la caracterización de reservorios. El entorno multiusuario permite realizar las diferentes etapas de modelamiento usando las diferentes herramientas y ventanas de trabajo que este software ofrece, como pueden ser ventanas de secciones, en mapas 2D, en cubo 3D o en correlaciones, etc.

Esta integración facilita al usuario el análisis de información desde la más simple hasta la más compleja, además al emplearse un solo software para diversos campos permite reducir costos y tiempos de operación. En la Figura 3.11 se muestra la ventana principal de “Decision Space Geoscience”





*Figura 3.11.* Presentación del Decision Space Geoscience  
Fuente: Software Decision Space Geoscience

### 3.3.1. Plataforma Openworks

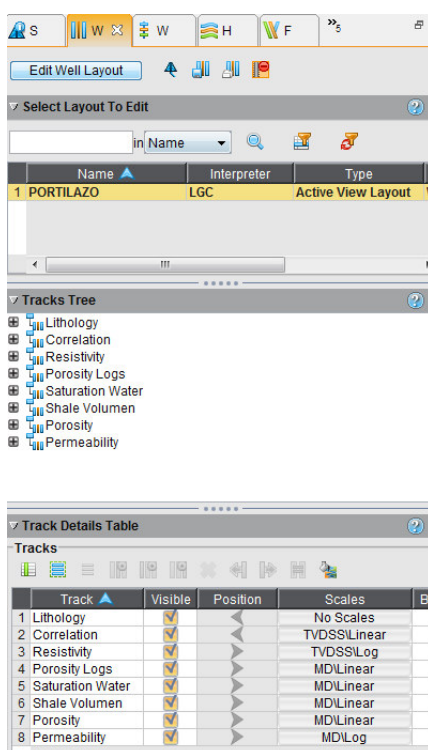
La plataforma de trabajo “Openworks” permite crear la base de datos de los proyectos que el usuario necesite generar, es decir permite clasificar el tipo de proyecto como puede ser de exploración, de producción, etc., además contribuye herramientas para cargar a las sesiones individuales de “Decision Space Geoscience” de una manera versátil. La herramienta “Data Import” es la que se usa para cargar todos los tipos de datos disponibles como los “wellheaders”, “surveys”, fallas estructurales, topes y bases, registros eléctricos, mapas de facies, etc. En la Figura 3.12 se observa el logo de esta plataforma de trabajo.



*Figura 3.12.* Plataforma Openworks  
Fuente: Software Openworks

### 3.3.2. Herramienta Well Layout

La herramienta “Well Layout” se emplea en “Decision Space Geoscience” para crear diseños de los registros eléctricos y de los registros de facies sedimentarias que permiten facilitar la interpretación por medio de escalas de colores, escalas con valores numéricos, correlaciones de registros o al añadir o disminuir los “tracks”. En la Figura 3.13 se observa la ventana principal de la Herramienta “Well Layout”.



*Figura 3.13.* Herramienta Well Layout  
Fuente: Software Decision Space Geoscience

### 3.3.3. Herramienta Inventory

La herramienta “Inventory” permite clasificar la información que se tiene cargada a una sesión de “Decision Space Geoscience”, para cada tipo de información se selecciona solo lo que se quiere visualizar en la ventana de trabajo, y de esa manera

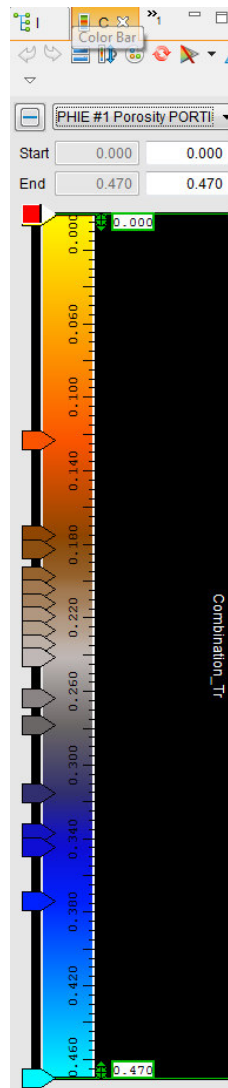
facilitar el manejo de datos que en muchos casos suele ser extenso. La Figura 3.14 muestra la ventana de la herramienta “Inventory”.



*Figura 3.14.* Herramienta Inventory  
Fuente: Software Decision Space Geoscience

### 3.3.4. Herramienta Color Bar

La herramienta “Color Bar” consiste en una barra que muestra en escala de colores la propiedad que se esté interpretando, al momento de realizar modelamiento es ampliamente utilizada para facilitar su interpretación. La Figura 3.15 muestra la herramienta de trabajo “Color Bar”.



*Figura 3.15.* Herramienta Color Bar  
Fuente: Software Decision Space Geoscience

### 3.3.5. Módulo Earth Modeling

Para realizar el modelamiento geoestadístico se emplea el módulo “Earth Modeling” disponible en “Decision Space Geoscience” debido a que sus opciones dan facilidades para el proceso que conlleva a generar los modelos estáticos de reservorios. En la Figura 3.16 se visualizan las opciones que presenta este módulo y se explicarán las principales aplicaciones.



*Figura 3.16.* Opciones del módulo Earth Modeling  
Fuente: Software Decision Space Geoscience

En la Figura 3.16 empezando desde arriba se encuentra el ícono “Data Operations” que permite generar los “point sets”, generar o exportar curvas de registros eléctricos, añadir pozos a una nueva malla geoestadística, etc.

El segundo ícono se llama “Stratigraphic Modeling” y se emplea para generar una malla geoestadística, codificar los litotipos de las formaciones o para crear los “Well Blocking”.

El tercer ícono llamado “Facies Trend Modeling” permite generar las curvas de proporción vertical, agruparlas o crear mapas a partir de estas curvas creadas.

El cuarto ícono se llama “Variogram Modeling” permite generar los variogramas que el usuario considere para cualquier formación o para cualquier propiedad diversificando los parámetros de entrada en cada uno de ellos.

El quinto ícono se llama “Facies Modeling and Simulation” permite crear los modelos de facies escogiendo un algoritmo, los variogramas correspondientes y el número de realizaciones que el usuario desee.

El sexto ícono corresponde a “Petrophysical Property Modeling” para generar los modelos petrofísicos utilizando el modelo de facies disponible, escoger la propiedad petrofísica deseada, el número de realizaciones y el tipo de algoritmo a implementar.

El séptimo ícono llamado “General Property Modeling” es una opción opcional para realizar modelamientos de forma general despreciando cierto tipo de información.

El último ícono llamado “Post processing” permite generar modelos volumétricos para la estimación de reservas de petróleo o gas, además se pueden generar mapas estadísticos o simulaciones de flujo mediante esta opción.

## **CAPÍTULO 4**

### **4. DATOS Y METODOLOGÍA**

El desarrollo metodológico para la elaboración de este trabajo de investigación consiste en mostrar el procedimiento realizado a través del software de modelamiento “Decision Space® Geoscience”, se escogió un campo real de la cuenca oriente, pero descrito con nombres sintéticos usando datos reales para una demostración que implique a asemejarse más a la realidad geológica y geofísica del campo.

En este capítulo se describe cada paso para obtener el polígono del campo, la malla geoestadística, “pointsets”, litotipos y el “well blocking” que permitirán realizar una interpretación de las propiedades litológicas y petrofísicas de los yacimientos principalmente de la formación Hollín de la Cuenca Oriente.

Mediante estos parámetros se obtienen los datos esenciales que luego permiten realizar el modelamiento geoestadístico de facies y de propiedades petrofísicas y escoger el algoritmo de interpolación adecuado para cada litotipo y para cada propiedad petrofísica, sea porosidad, permeabilidad, saturación de agua o contenido de arcilla.

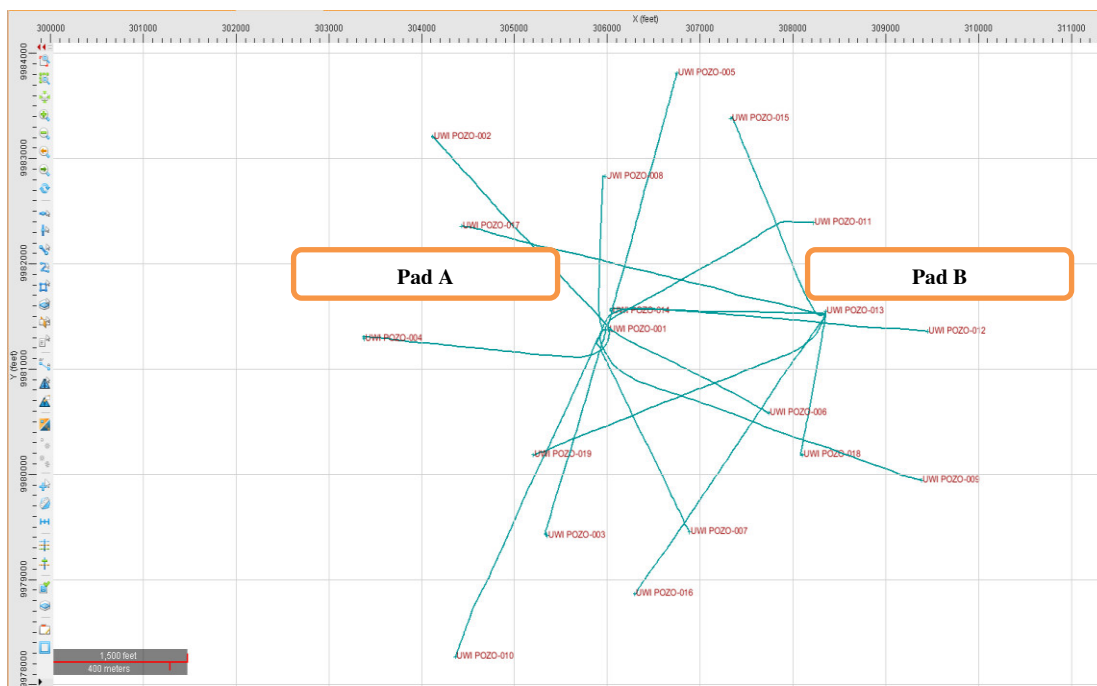
#### **4.1. Descripción del Campo**

La Cuenca Oriente se encuentra localizada en el este de la República del Ecuador, también se la conoce como región Amazónica y cuenta con 6 provincias, el campo en estudio está localizado en la provincia de Orellana.

Se nombrará el campo con el nombre de Campo Oriente, el campo cuenta con información de 19 pozos exploratorios que aún no han entrado a la fase de producción y que cuentan con datos de registros eléctricos y topes formacionales de la formación

Hollín Superior y Hollín Inferior, dicha formación posee gran invasión de agua y por este motivo no existen muchos análisis de la misma.

También se debe recalcar que los pozos son direccionales y se encuentran separados en 2 pads (se denomina pad a la plataforma de perforación que contienen conjuntos de pozos), dicho esto el pad A contiene los pozos POZO-001, POZO-002, POZO-003, POZO-004, POZO-005, POZO-006, POZO-007, POZO-008, POZO-009, POZO-010, POZO-011 y POZO-012; mientras que el pad B muestra los pozos POZO-013, POZO-014, POZO-015, POZO-016, POZO-017, POZO-018 y POZO-019, en la Figura 4.1 se visualiza un mapa 2D en el software Decision Space de la distribución de los pozos en el campo en la cual se visualizan de las coordenadas X y Y, y en la Figura 4.2 se observa esta distribución en el software Decision Space a través de un cubo 3D donde se muestran las coordenadas en X y en Y de los pozos y la escala de profundidad en pies.

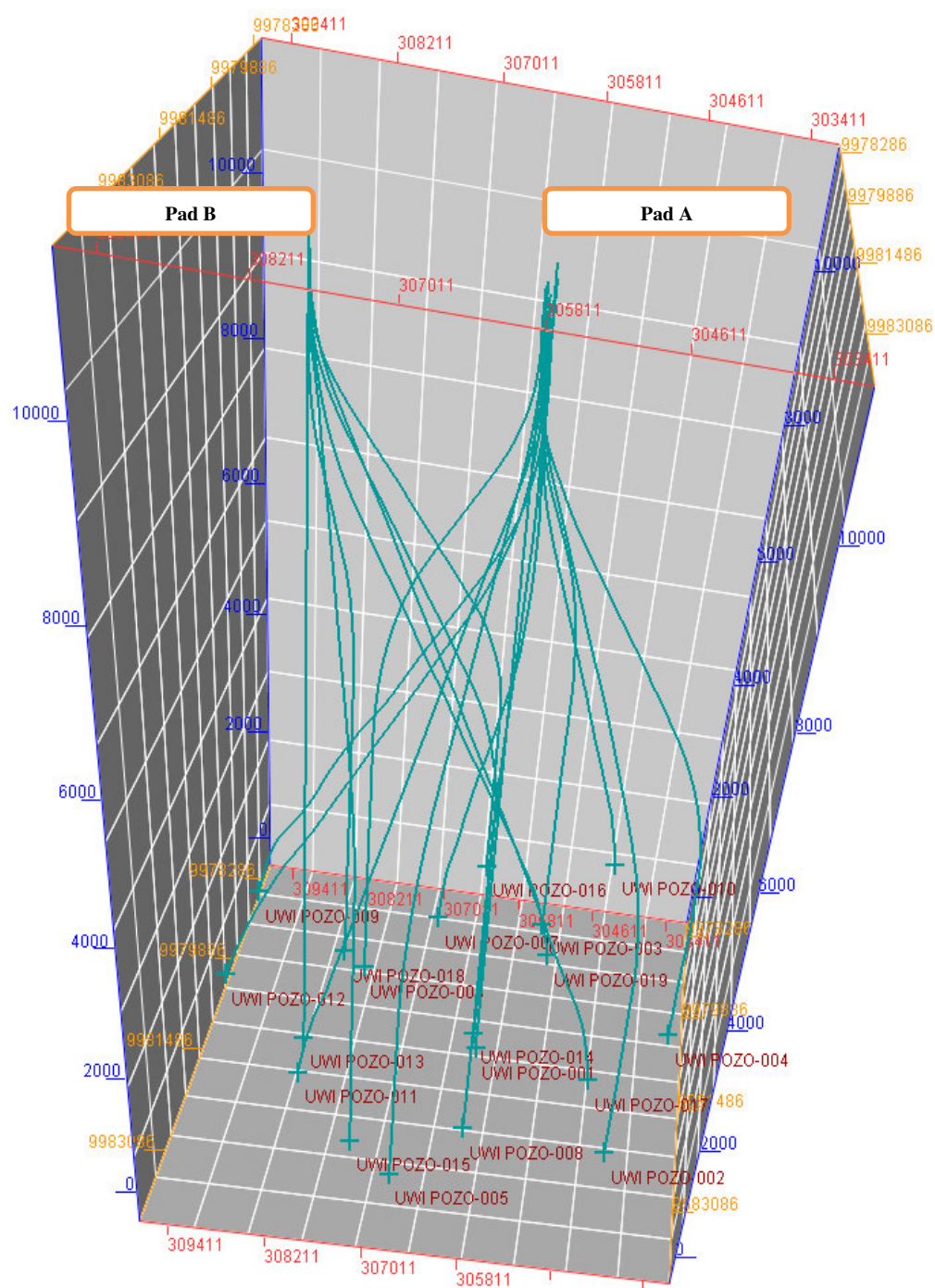


*Figura 4.1. Distribución de Pozos – Vista Mapa 2D*

Se presentan las coordenadas en X y Y de la ubicación de pozos, se observan 2 Pads diferenciados y como se distribuyen los pozos en cada Pad.

**Fuente:** Decision Space Geoscience





*Figura 4.2. Distribución de Pozos – Vista Cubo 3D*

Vista tridimensional de la ubicación de pozos del Campo Oriente en el que se observan los dos Pads y la distribución a lo largo y ancho del subsuelo. En la parte superior de color rojo está la escala en X, de color naranja la escala en Y y de color azul la escala de profundidad.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

## 4.2. Organización de la Información Disponible

La información con la que se contó para el Campo Oriente consta de “Well Headers”, “surveys”, facies sedimentarias, registros eléctricos y topes formacionales que se detallarán a continuación:

**“Wellheaders”:** Contienen los datos de las coordenadas UTM X y Y de los pozos, la profundidad total (MD), el tipo de elevación (en este caso “Kelly Bushing”), la profundidad de elevación en cada pozo, que permiten la ubicación de los pozos en el campo o la región en donde se va a realizar el modelamiento, el archivo viene en formato .prn y se lo sube al proyecto que se va a crear mediante el software “Openworks®”.

En la Figura 4.3 se muestra los parámetros de entrada para cargar los pozos a través de la ventana “Well Data Manager” del “Decision Space®”.

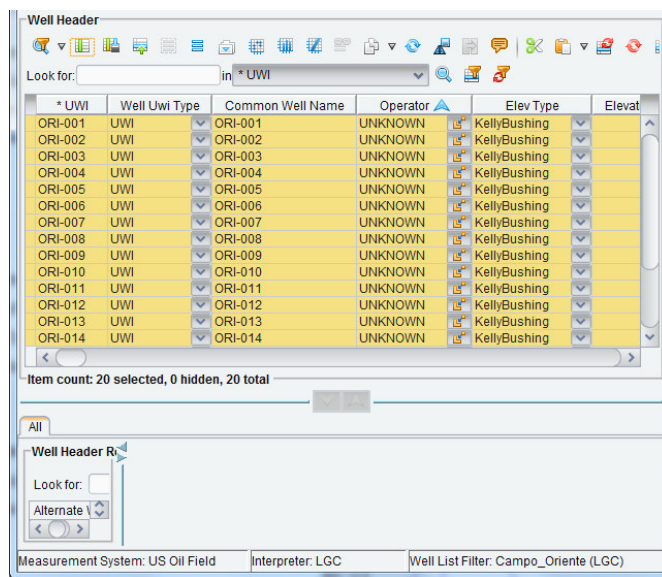


Figura 4.3. Información de Wellheaders

Ventana principal del “Well Data Manager” donde se puede crear los pozos que el usuario desee, se incluyen parámetros como las coordenadas X y Y, la profundidad, elevación de la mesa rotaria, etc.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

**“Surveys”:** Los “surveys” muestran toda la información de los pozos direccionales como: profundidad medida (MD), profundidad total verdadera (TVD), inclinación, azimuth que permite visualizar el pozo direccional como en las Figuras 4.1 y 4.2; los archivos vienen en formato .prn y se linkea o se adjunta para cada pozo existente en el software “Openworks®”.

En la Figura 4.4 se visualiza la información necesaria para crear el “survey” de los pozos en la ventana “Well Data Manager”, opción “Directional Survey”.

	Depth (feet)	Inclination (dega)	Azimuth (dega)	True Vert Depth (feet)	X Offset (feet)	Y
1	0.00	0.0000000	0.0102522	0.00	0.00	
2	255.00	0.6000000	79.1702499	255.00	1.31	
3	346.00	0.7000000	102.9102554	345.99	2.32	
4	436.00	1.7100000	321.3502502	435.98	2.02	
5	525.00	4.1300001	310.4702454	524.86	-1.25	
6	617.00	5.0700002	315.5902405	616.56	-6.61	
7	706.00	6.3499999	304.3102417	705.12	-13.43	
8	787.00	7.7399998	304.0002441	785.51	-21.65	
9	882.00	10.5200005	311.3702393	879.30	-33.47	
10	977.00	12.0000000	313.2402649	972.47	-47.17	
11	1072.00	12.3500004	313.5802612	1065.33	-61.73	
12	1167.00	14.0600004	313.1602478	1157.81	-77.51	
13	1262.00	15.6999998	315.3602600	1249.62	-94.96	
14	1357.00	17.2900009	313.8302612	1340.71	-114.17	
15	1452.00	20.6000004	312.9302673	1430.55	-136.60	
16	1546.00	23.1700001	316.4102478	1517.78	-161.46	
17	1640.00	23.9500008	315.9302673	1603.94	-187.48	
18	1733.00	24.3199997	314.2202454	1688.81	-214.34	
19	1827.00	26.3199997	312.7802429	1773.78	-243.51	
20	1920.00	27.4599991	312.2302551	1856.72	-274.52	
21	2013.00	28.7999992	310.7902527	1938.73	-307.36	
22	2107.00	28.4899998	310.3602600	2021.23	-341.58	
23	2201.00	29.4799995	309.8602600	2103.45	-376.42	
24	2295.00	29.7199993	311.7202454	2185.19	-411.57	
25	2388.00	30.4200001	314.4402466	2265.68	-445.59	
26	2482.00	30.8700008	314.8502502	2346.55	-479.68	
27	2576.00	31.2700005	314.7102661	2427.06	-514.11	
28	2669.00	30.1900005	314.3202515	2507.00	-548.00	
29	2764.00	29.9200001	313.8202515	2589.23	-582.18	

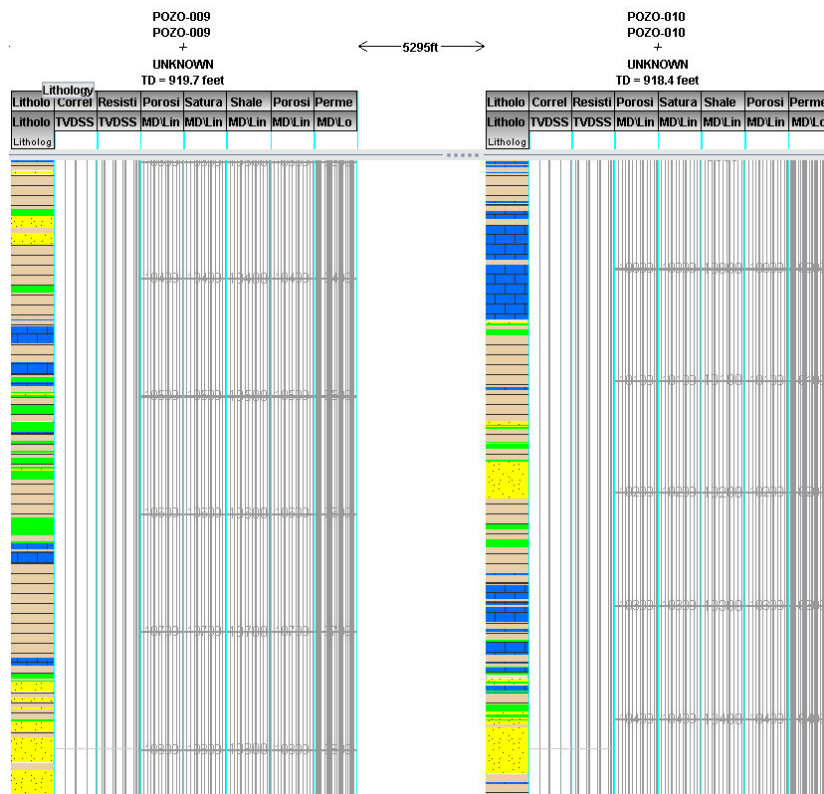
*Figura 4.4. Información de “Surveys”*

Ventana principal de la opción “Directional Survey” donde se puede cargar para cada pozo los datos de la profundidad vertical verdadera, inclinación, azimuth realizado a escala de profundidad.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

**Facies Sedimentarias:** Consiste en información de las facies o litotipos interpretados por el geólogo o sedimentólogo existentes para las formaciones en estudio, vienen en formato .LAS y se linkea el archivo correspondiente a cada pozo por medio de “Openworks®”, en la Figura 4.5 se observan perfiles litológicos cargados a la ventana “Well Correlation” del “Decision Space®”, el color amarillo representa a la arenisca

(sandstone), el color verde a la glauconita, el color azul a la caliza y el color plomo a la lutita (shale).



*Figura 4.5. Visualización de las Facies Sedimentarias en Well Correlation*

Vista aleatoria de los perfiles estratigráficos de dos pozos de la cuenca Oriente en el que se observan bloques de color café claro que representan a la lutita, el color verde a la glauconita, el azul a la caliza y el amarillo a la arenisca.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

**Registros Eléctricos:** Los Registros que contienen los pozos consta de: Gamma Ray (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad medida (RES), Neutrón (NPHI), Density (RHOB), Sónico (DT), Porosidad Efectiva (PHIE), Permeabilidad (Kh), Saturación de Agua (Sw) y Contenido de arcilla (Vsh); el formato en que deben estar los archivos para subirlos al “Openworks®” debe ser .LAS. En la Figura 4.6 se visualizan los registros eléctricos desde el “Well Correlation” en DSG.

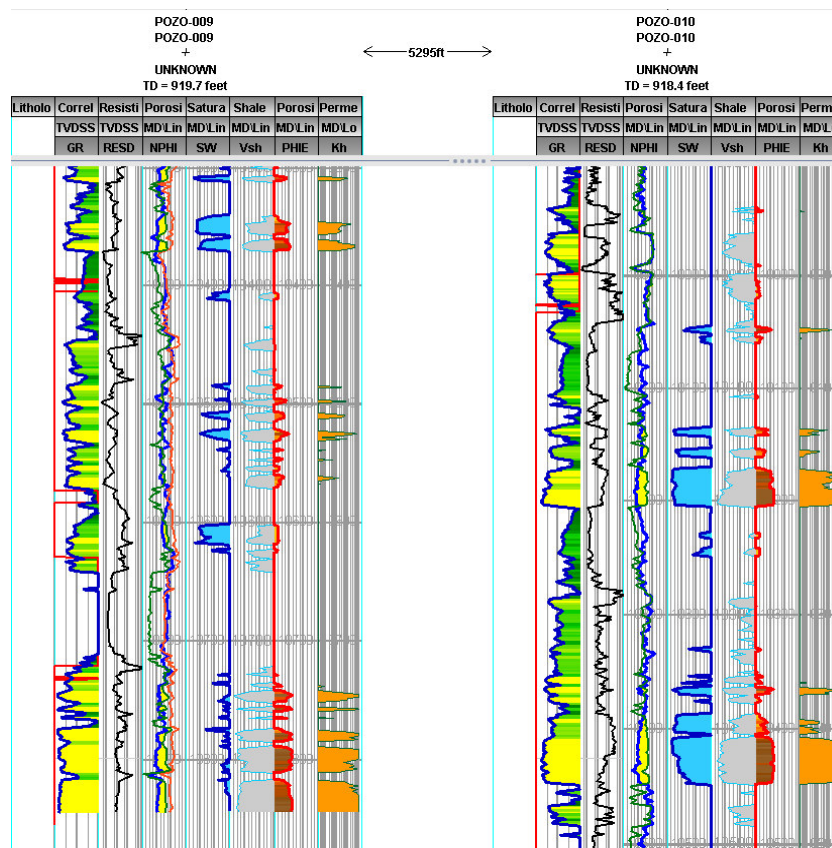


Figura 4.6. Visualización de los Registros Eléctricos en “Well Correlation”

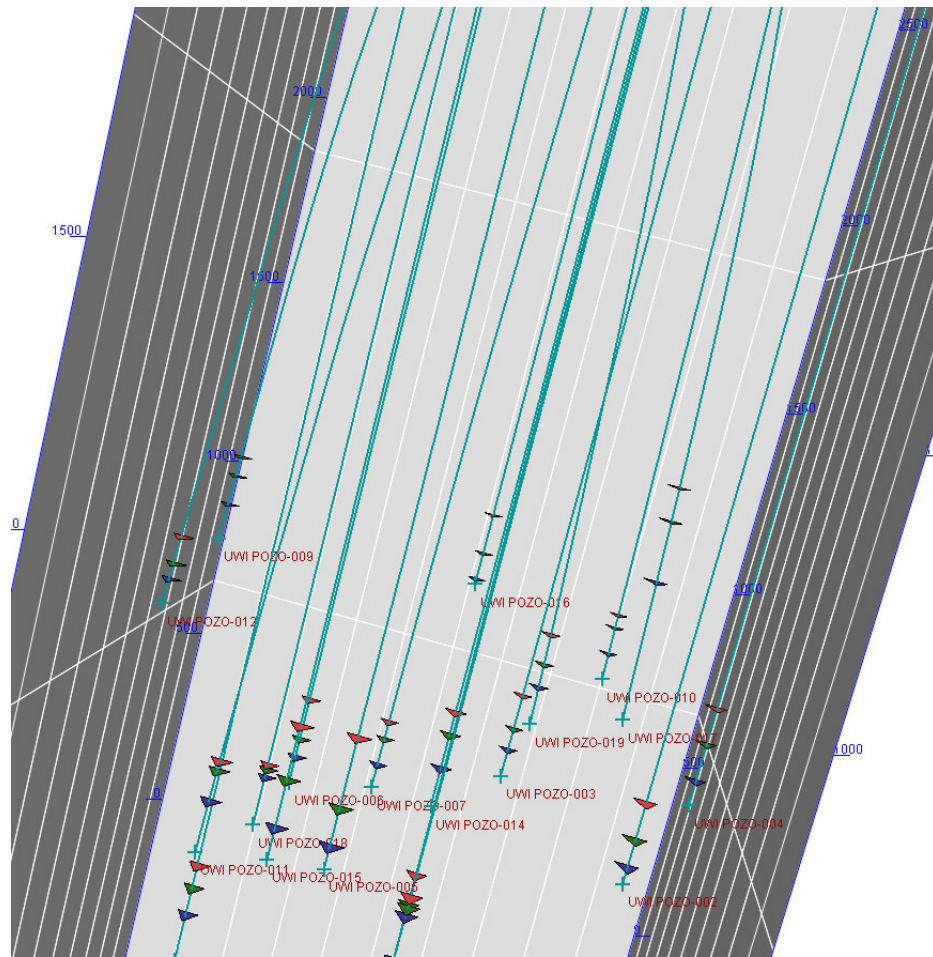
Registros eléctricos de dos pozos aleatorias, de izquierda a derecha cada columna o “track” contiene registros diferentes: en la primera columna no existe ningún registro, en la segunda están los registros de potencial espontáneo y Gamma Ray, en la siguiente columna está el de resistividad profunda, el siguiente están los registros sónico, neutrón y density, la siguiente columna muestra el registro de saturación de agua, el siguiente el de contenido de arcilla, le sigue el de porosidad y el ultimo es el de permeabilidad.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

**Topes Formacionales:** Contiene los topes y bases a la profundidad en que se encuentran las formaciones de los pozos que se van a evaluar, en este caso se obtienen dos topes y una base de los dos intervalos de la formación Hollín para este estudio los cuales se detallan a continuación y se visualizan en la Figura 4.7:

- Tope Formación Hollín Superior (Rojo)
- Tope Formación Hollín Inferior (Verde)
- Base Formación Hollín Inferior (Azul)





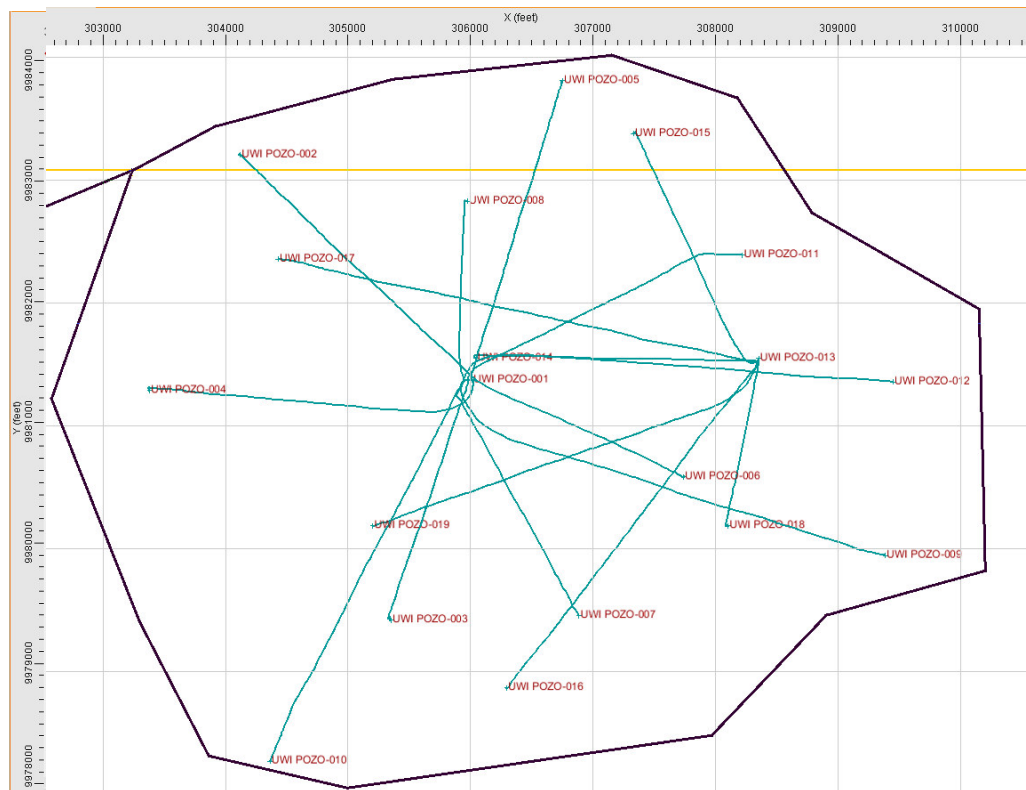
*Figura 4.7. Visualización de los Topes Formacionales en Cubo 3D*

En el cubo tridimensional se encuentran los topes para la formación Hollín del Campo Oriente, cada pozo posee tres topes, de arriba hacia abajo están el Tope de Hollín Superior (color rojo), le sigue el Tope de Hollín Inferior (color verde) y abajo está la Base de Hollín Inferior (color azul).

**Fuente:** Decision Space Geoscience

### 4.3. Ubicación del Polígono o Área de Interés

El polígono representa la región donde se concentra el análisis y donde se realizará el modelamiento estático del Campo Oriente, por este motivo se define un polígono con la finalidad de eliminar zonas que no sean de interés, además permite construir las superficies de las formaciones que se modelarán. La Figura 4.8 muestra el polígono creado para el campo Oriente, el cual debe englobar la totalidad de los pozos para evitar perder información:



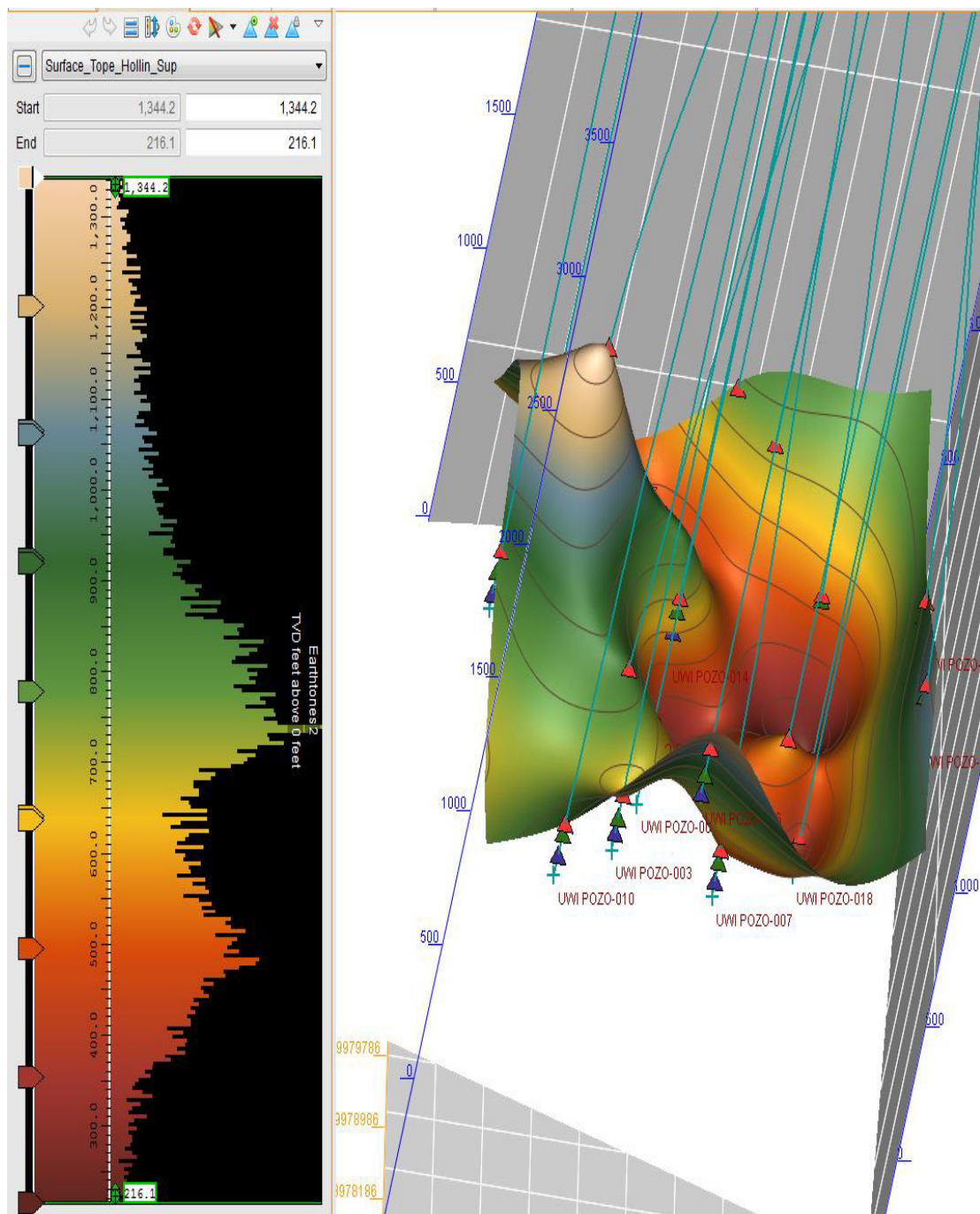
*Figura 4.8. Ubicación del Polígono del Campo en Mapa 2D*

Vista del polígono que engloba a la totalidad de pozos, se observa que ningún pozo puede quedar fuera del polígono y se trata de no escoger zonas vacías donde no existe información.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

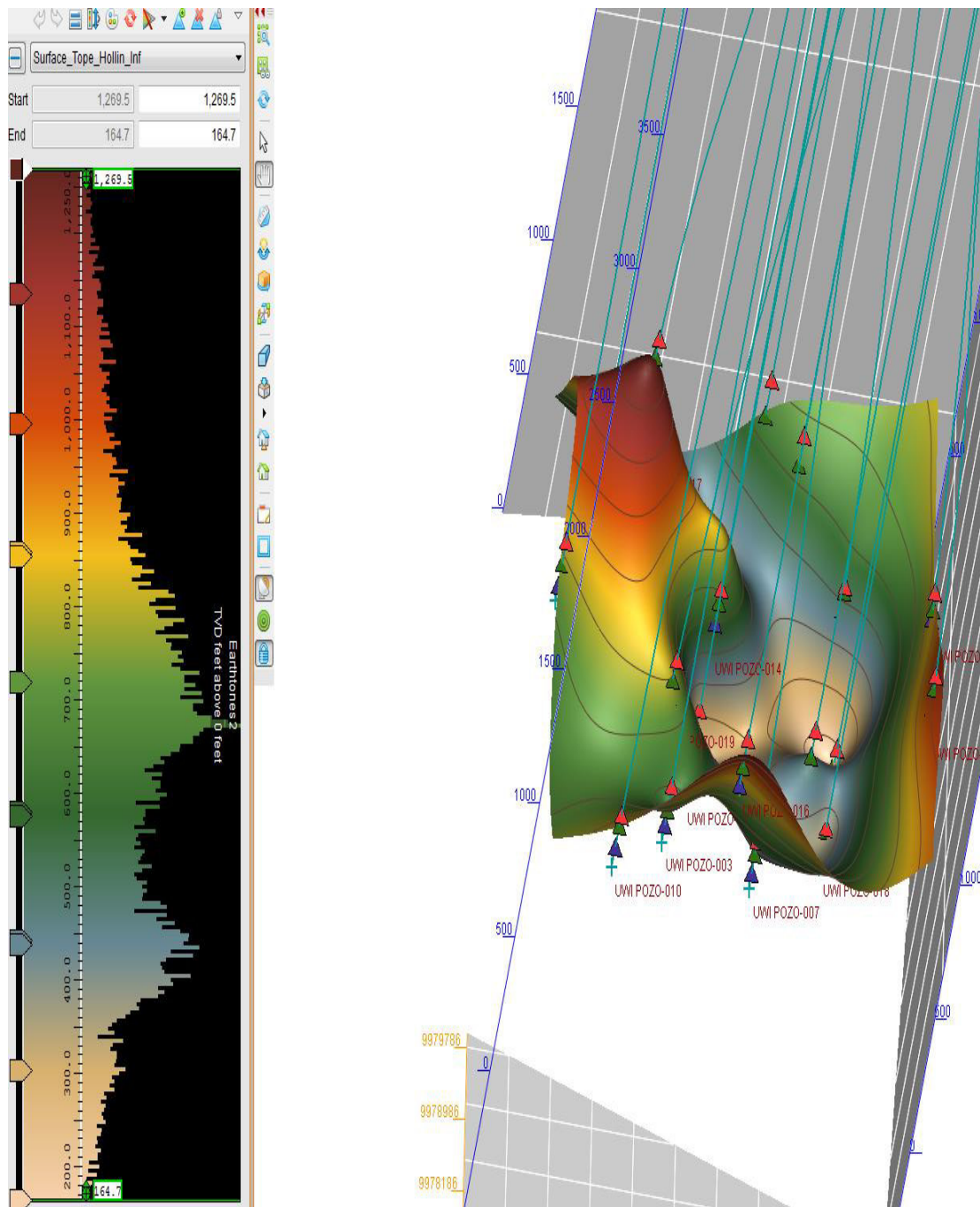
#### 4.4. Superficies del Campo Oriente

La construcción de las superficies y horizontes estructurales, se construyeron utilizando los topes y bases de las formaciones de interés, además estas superficies se delimitan al área del polígono y permiten definir los intervalos de formación que el software los considerará para el modelamiento geoestadístico, también para discretizar la información se crea un framework (marco estructural que correlaciona los topes, bases, fallas geológicas, secciones sísmicas, etc.) de las superficies como se muestra en las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11 tanto para la formación Hollín Superior como para la formación Hollín Inferior.

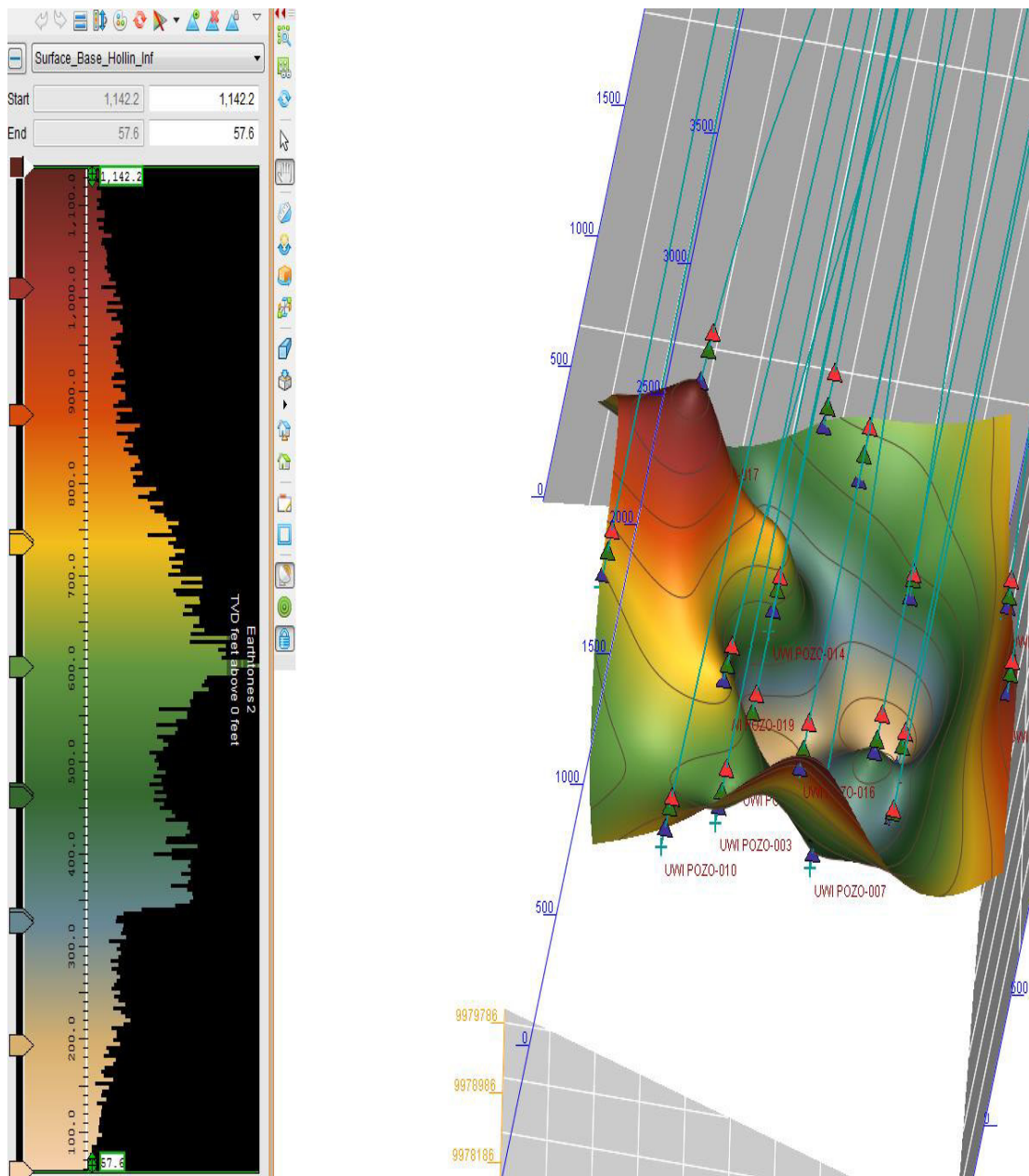


*Figura 4.9. Superficie al Tope de la Formación Hollín Superior*  
 Superficie creada escogiendo el Tope de Hollín Superior y realizado a escala del polígono creado.  
**Fuente:** Decision Space Geoscience





*Figura 4.10. Superficie al Tope de la Formación Hollín Inferior*  
 Superficie creada escogiendo el Tope de Hollín Inferior y realizado a escala del polígono creado.  
**Fuente:** Decision Space Geoscience



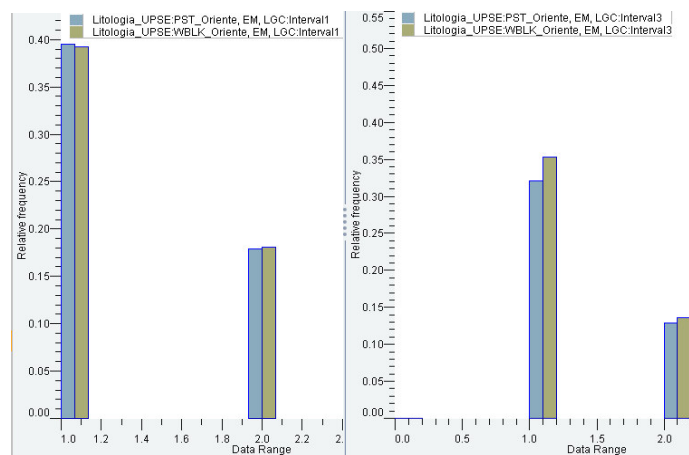
*Figura 4.11.* Superficie a la Base de la Formación Hollín Inferior  
 Superficie creada escogiendo la Base de Hollín Inferior y realizado a escala del polígono creado.  
**Fuente:** Decision Space Geoscience

#### 4.5. Construcción de la Malla Geoestadística

La malla o grid geoestadística permite ingresar los datos de los registros que se tienen de cada pozo a pequeñas celdas que luego permitan realizar la interpolación para la construcción de los modelos de facies y propiedades petrofísicas.

Es indispensable tener en cuenta que no pueden poblarse datos de 2 pozos en la misma celda, puesto que el software no podría escoger con cuales valores trabajar; por esta razón es necesario la realización de un estudio de sensibilidad areal y vertical para determinar los mejores parámetros que definan el diseño del campo Oriente.

Por este motivo, se realiza un escalamiento de las propiedades litológicas y petrofísicas para comprobar que en los valores de las celdas no se pierda la información original con la que se está escalando, esto permite realizar con mayor certeza los modelamientos puesto que se contará con la mayor cantidad de los datos disponibles, en la Figura 4.12 se observa la correlación entre la información escalada (verde) y original (azul) más efectiva.



*Figura 4.12.* Información original y escalada del Intervalo 1 (izquierda) y del intervalo 2 (derecha) Se muestra información de la formación Hollín Superior (Intervalo 1) y de Hollín Inferior (Intervalo 2), el color azul representa la cantidad de datos originales de cada propiedad existente, ya sea de facies o de propiedades petrofísicas y la barra de color verde son los mismos datos pero que se van a tomar en consideración cuando se trabaje en la malla geoestadística.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

En la Tabla 4.1 se muestran los parámetros ingresados a los intervalos de formación que se escogieron del escalamiento, el intervalo 1 corresponde a la Formación Hollín Superior, mientras que el intervalo 2 a la Formación Hollín Inferior y en la Tabla 4.2 se observan los tamaños areales de celdas elegidos para el Campo Oriente.

*Tabla 4.1.* Parámetros de Intervalos Estratigráficos para la Malla Geoestadística

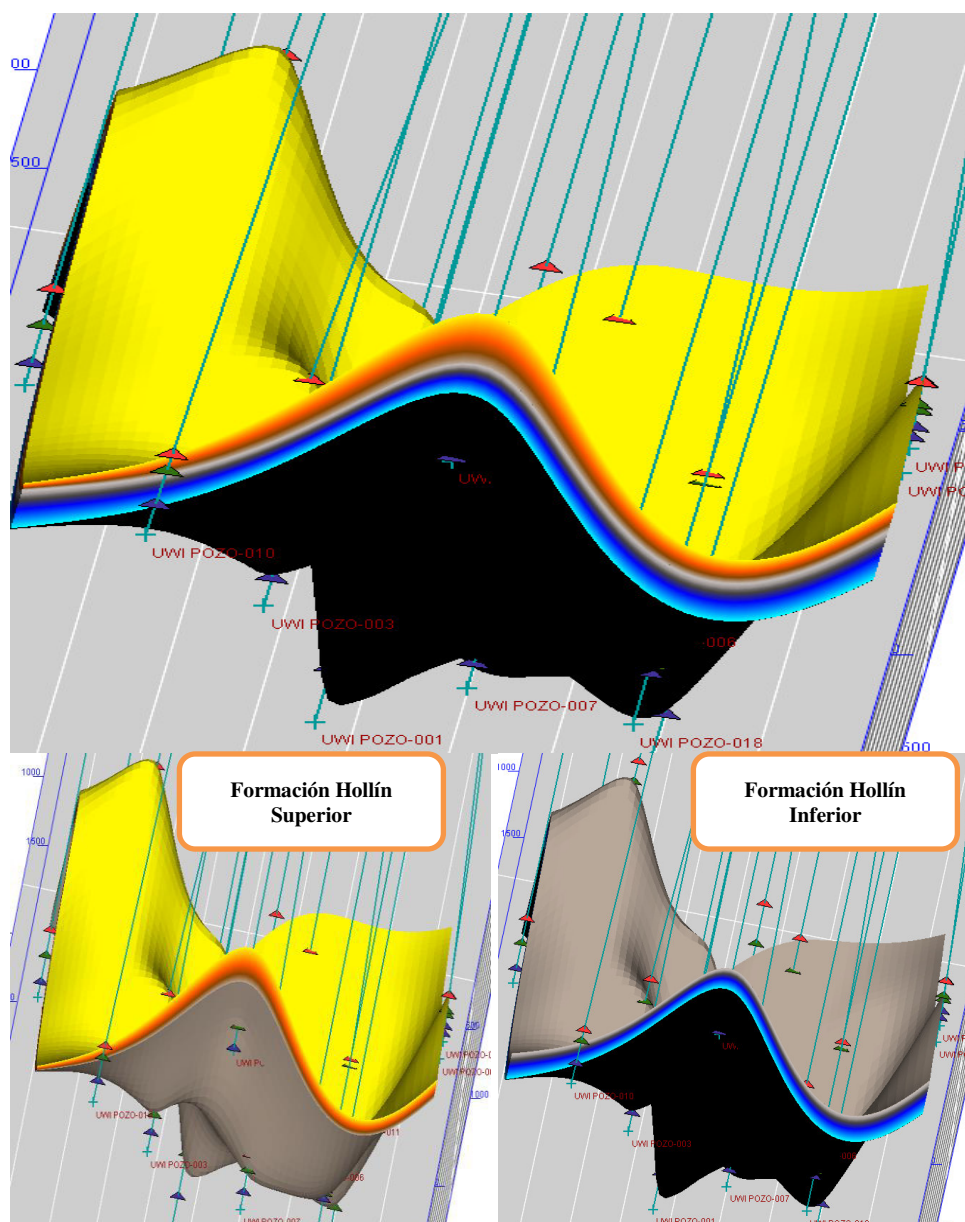
<b>Intervalo de formaciones</b>	<b>Estilo de Capa</b>	<b># Capas</b>	<b>Espesor de capas (pies)</b>	<b>Espesor promedio (pies)</b>	<b>Topes Correspondientes</b>
1	Proporcional	120	0.504	60.48	Tope Hollín Superior – Tope Hollín Inferior
2	Proporcional	140	0.504	70.56	Tope Hollín Inferior – Base Hollín Inferior

*Tabla 4.2.* Parámetros de tamaños areales de celdas para la Malla Geoestadística

	<b>X (pies)</b>	<b>Y (pies)</b>
<b>Origen (Coordenada):</b>	303.353,892	9.978.289,425
<b>Tamaño de Celdas:</b>	100	100
<b>Número de celdas:</b>	60	54

Con estos parámetros ingresados se obtuvo una grilla geoestadística que consta de 842.400 celdas distribuidos en: coordenada (número de celdas) X (60), Y (54) y Z (260), en la cual se determinó que la Formación Hollín Superior (intervalo 1) tiene un espesor de 60,4 pies y la Formación Hollín Inferior correspondiente al intervalo 2 un espesor de 70,5 pies, para los dos intervalos de interés se escogió un espesor de capas de 0.5 pies.

En la Figura 4.13 se muestra la malla geoestadística creada en Decision Space donde se capta una vista de la Grid en 3D y abajo de las Formaciones Hollín Superior y Hollín Inferior.



*Figura 4.13.* Vista de la Grilla Geoestadística en cubo 3D (arriba) y de cada formación (abajo) Malla geoestadística representativa del Campo Oriente, en la parte superior se muestra la totalidad de la malla, y en la parte inferior izquierda solo la malla para la formación Hollín Superior y a la derecha para la formación Hollín Inferior. La degradación de colores no significa nada.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



#### 4.6. Construcción de “Pointsets”

Los “pointsets” componen el “set” de datos que poseen los registros eléctricos y las facies, para el modelamiento es necesario convertir estos registros en set de datos y el software “Decision Space Geoscience” permite realizarlo a través de la opción “Data Operations” en la Barra “Earth Modeling”, se debe escoger el intervalo o rango de profundidad que debe incluir las dos formaciones que se evalúan, además se escogen la totalidad de los pozos y los registros que se van a modelar, en este caso la Porosidad efectiva (PHIE), la saturación de agua (Sw), la permeabilidad (Kh) y el contenido de arcilla (Vsh). En la Figura 4.14 se presentan los parámetros escogidos y la visualización de los “pointsets” en el cubo 3D.

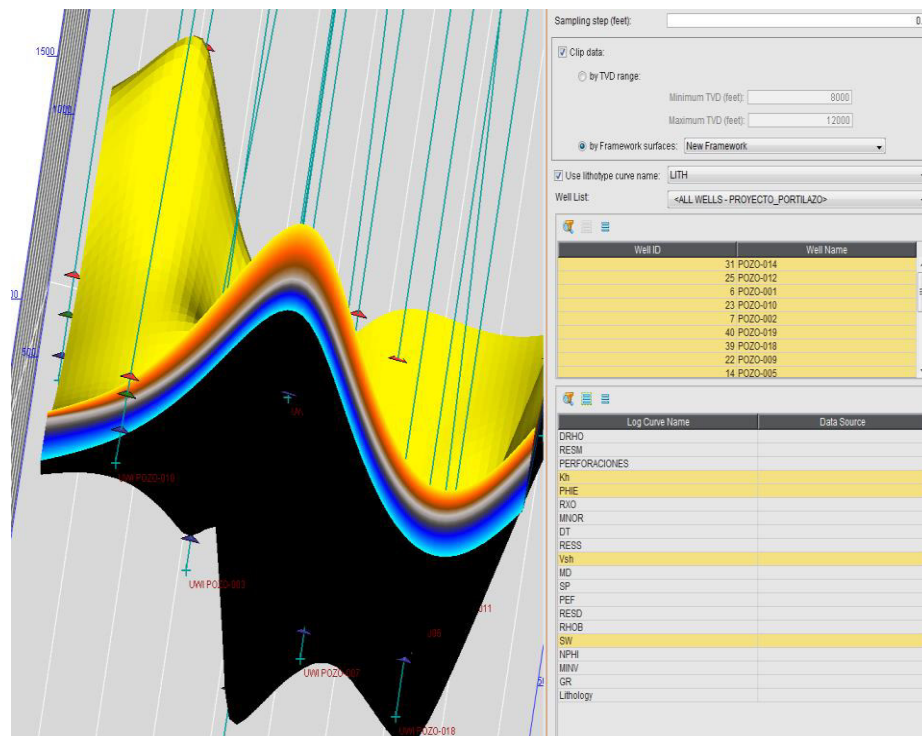


Figura 4.14. Parámetros para crear los Point Sets

A la izquierda la malla geoestadística, a la derecha la ventana de que permite configurar los pointsets, en la parte superior de esta se coloca el espesor que uno desea para cada punto, más abajo se escoge el rango que debe cubrir las dos formaciones que se están evaluando, luego se escogen los pozos y más abajo se escogen los registros para los que se desea crear el pointset.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

#### 4.7. Definición de Litotipos

Los litotipos se escogieron revisando el registro “Gamma Ray” y “Vsh”, observando los cambios del contenido de arcilla en la formación. El cambio que se genera en la curva del contenido de arcilla se debe a las variaciones del tamaño del grano de la roca, controlado por un ambiente de depositación. Los datos de núcleos con que se contó para este análisis y otros estudios complementarios permitieron definir el ambiente sedimentario presente en la formación Hollín Superior y Hollín Inferior el cual es de Sistema costero o transgresivo dominado por mareas en el cual se da en zonas cuando el río se une con el mar y predomina la acción de las mareas por los efectos de descarga continental.

La codificación de los litotipos permitió descifrar 4 tipos los cuales se muestran en la Tabla 4.3 descrita a continuación:

*Tabla 4.3. Definición de Litotipos*

<b>Código</b>	<b>Litología</b>	<b>Color</b>
1	Arenisca	
2	Glauconita	
3	Caliza	
4	Lutita	

En la Figura 4.15 se visualizan los parámetros de los litotipos que se ingresan en el software “Decision Space Geoscience” incluyendo los “point sets” y la malla geoestadística y que se explicarán detalladamente en el siguiente capítulo.

**2. Lithotype Definition**

Lithotype Definition Panel

**Data Selection**

Point set: EM PointSet\_1

3D grid: StratGrid\_1.vdb case1 GEO\_GRID

**Lithotype Library**

Name	Color
Shale	
Shaly Sand	
Siltstone	
Arenisca	
ARENA MALA CALIDAD	
Lutita	
Glauconita	
Caliza	

**Active Lithotypes**

Lithotype ID	Name	Color
1	Arenisca	
2	Glauconita	
3	Lutita	
4	Caliza	

**Facies Assignments**

Facies Code	Lithotype Assigned	INT 1	INT 2
1	Arenisca	✓	✓
2	Arenisca	✓	✓
3	Glauconita	✓	✓
4	Caliza	✓	✓
5	Lutita	✓	✓
6	Lutita	✓	✓
Total Facies by Interval:		6	6
Max Number Lithotypes Allowed:		6	6
Number Lithotypes Defined:		4	4

*Figura 4.15.* Parámetros para la definición de Litotipos  
Ventana para crear litotipos, en la parte superior se escoge el pointset y la malla geoestadística construida, más abajo se los configura o se pueden crear para cada intervalo de formación.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

#### 4.8. Construcción de “Well Blocking”

Para discretizar las propiedades del yacimiento que se van a modelar se construye un “Well Bloking” en donde se clasifican las variables continuas (porosidad efectiva,



saturación de agua, permeabilidad, contenido de arcilla) y las variables categóricas, en este caso los litotipos en los cuales se escoge el método de interpolación que se va a realizar entre celdas para los diferentes modelamientos, para las variables continuas se escoge un promedio aritmético y para las categóricas se escoge un “most of”, en la Figura 4.16 se observa la información de entrada para la construcción del “Well Bloking”.

**4. Well Blocking**

Point set: EM PST\_Oriente

3D grid: GRD\_Oriente.vdb case1 GEO\_GRID

Property	Log Type	Averaging Method
Kh	Continuous	ARITHMETIC
LithotypeProperty	Discrete	MOST_OF
Litologia_UPSE	Discrete	MOST_OF
PHIE	Continuous	ARITHMETIC
SW	Continuous	ARITHMETIC
Vsh	Continuous	ARITHMETIC
WellID	Discrete	MOST_OF

Blocked point set name: WBLK\_Oriente

Block Statistics

*Figura 4.16.* Información entrante para la Construcción del “Well Bloking”  
 Ventana de “Well Blocking”, en la parte superior se escoge el “Point Set” y la malla geoestadística creada, en la parte de abajo se categoriza cada propiedad que se va a evaluar. Para las propiedades petrofísicas se la denomina como continua y se escoge un promedio aritmético y para las facies se escogen como discretas el promedio de “most of”.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

## **CAPÍTULO 5**

### **5. INTERPRETACIÓN FÍSICA DE DATOS**

En el presente capítulo se realiza una interpretación física de las formaciones que se van a modelar en el yacimiento, tanto de la litología descrita (modelo de facies) como de la porosidad, permeabilidad, saturación de agua (propiedades petrofísicas) es importante reconocer los registros eléctricos de los intervalos de interés, puesto que ayudan a realizar los distintos modelamientos con la mayor precisión posible y escogiendo los algoritmos adecuados.

El análisis de los datos escalados en la herramienta Data Analysis permite graficar histogramas de frecuencia y multihistogramas para reconocer a ciencia cierta la cantidad de datos disponibles de las formaciones productoras, también permiten relacionar posibles errores en la entrada de datos, por ejemplo, que un registro de porosidad efectiva de la lutita muestre varias cantidades de datos a un valor de 0.15.

El cálculo de variogramas realizado en este campo permite obtener la orientación preferencial de los datos, es decir hacia a donde se dirigen los litotipos y las propiedades petrofísicas del reservorio verificados con la obtención de las elipses de anisotropía y contando con mapas de facies.

#### **5.1. Interpretación Geológica de los litotipos**

La definición de litotipos realizada en el software “Decision Space Geoscience” permitió obtener proporcionalidades de las diferentes formaciones presentes en el reservorio las cuales se detallan en la Tabla 5.1:

Tabla 5.1. Datos de los Litotipos por intervalos

Tabla del registro de cada facie sedimentaria obtenida del software “Decision Space Geoscience”, los valores toman en cuenta la totalidad de los pozos para las formaciones Hollín Superior (Intervalo 1) y Hollín Inferior (Intervalo 2).

Formación (Int)	Arenisca		Glaucionita		Caliza		Lutita		Total	
	# Datos	Prop. %	# Datos	Prop. %	# Datos	Prop. %	# Datos	Prop. %	# Datos	Prop. %
1	911	51.91	5	0.28	121	6.89	718	40.91	1755	100
2	1027	58.22	28	1.59	150	8.50	559	31.69	1764	100
<b>Total</b>	<b>1938</b>	<b>55.07</b>	<b>33</b>	<b>0.94</b>	<b>271</b>	<b>7.70</b>	<b>1277</b>	<b>36.29</b>	<b>3519</b>	<b>100</b>

En la Tabla 5.1 se muestra la cantidad de datos y la proporcionalidad de la información disponible de cada litotipo y en cada formación, el intervalo 1 correspondiente a la Formación Hollín Superior y el intervalo 2 a la Formación Hollín Inferior, para observar de mejor manera se presenta la Figura 5.1 donde se visualiza la distribución de litotipos por intervalos.

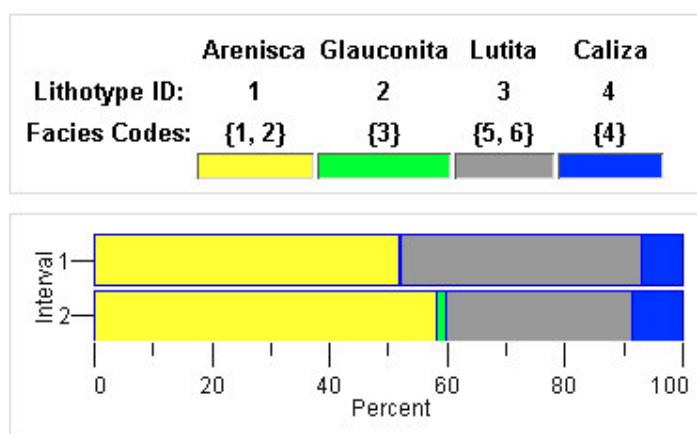


Figura 5.1. Distribución de litotipos en los yacimientos del Campo Oriente

Escala de porcentajes (Percent) de cada litotipo en las dos formaciones productoras evaluadas, se observa que el color amarillo representa a la arenisca, el verde a la glauconita, el plomo a la lutita y el azul a la caliza.

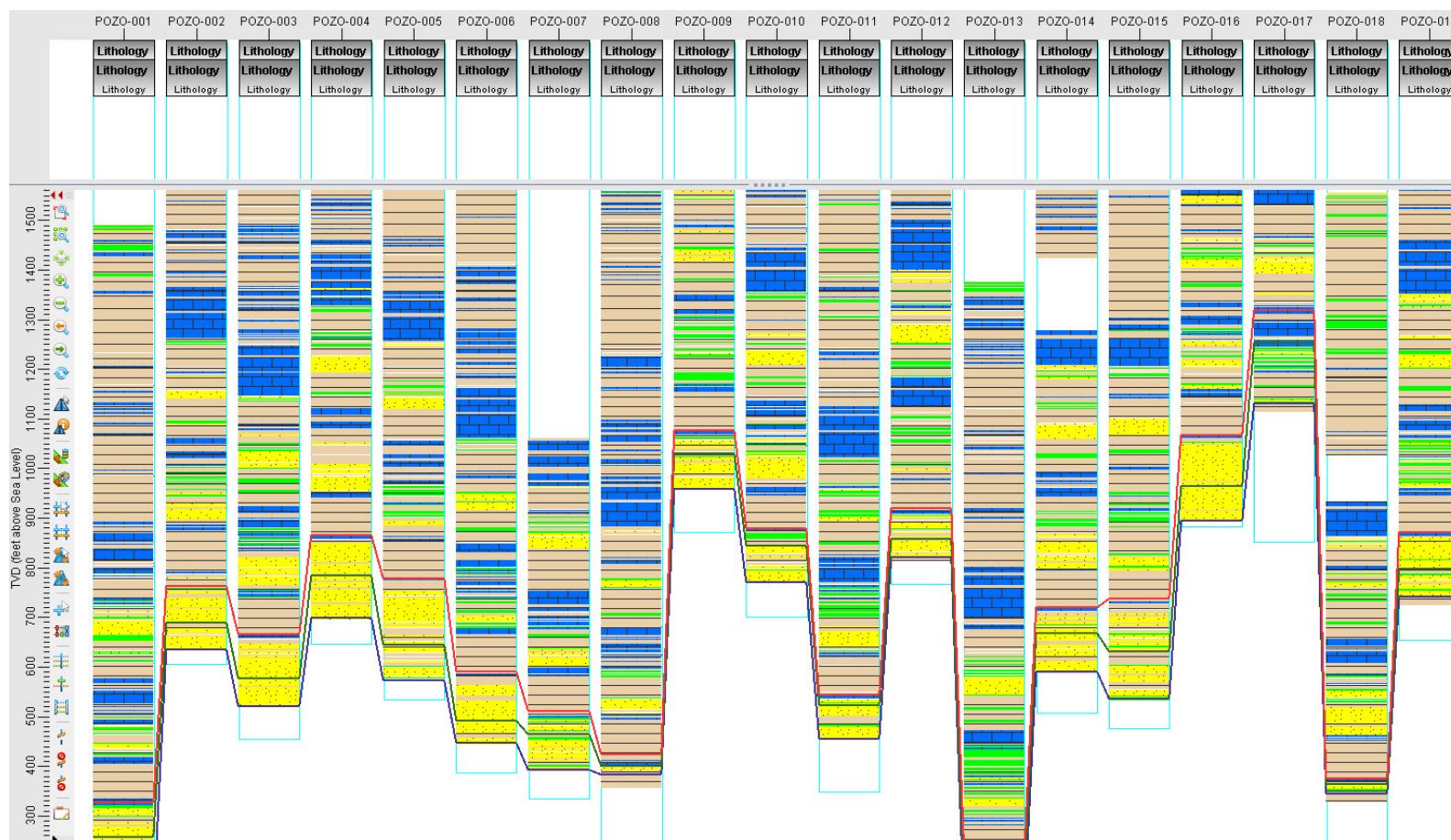
**Fuente:** Decision Space Geoscience

La Figura 5.1 muestra buena proporción de arena fina al 51.91% en el intervalo 1 correspondiente a la Formación Hollín Superior, también presenta glauconita en un 0.28%, caliza en un 6.89% y el restante que corresponde a la lutita se da en 40.91%,

mientras que en el intervalo 2 de la Formación Hollín Inferior existe presencia de arena fina en un 58.22%, glauconita en un 1.59%, caliza en 8.5% y la lutita en un 31.69%, lo que hace suponer que la de mejor rendimiento es la del intervalo 2.

Para ayudar de mejor manera a interpretar la litología del campo se construye una correlación litológica como la que se presenta en la Figura 5.2, donde se muestra el perfil litológico de los 19 pozos evaluados en el estudio, además se encuentran divididos los intervalos por cada uno de los topes formacionales de las arenas productoras.

Con la ayuda de este perfil se puede escoger los posibles intervalos donde sea factible concentrar el espesor neto donde se pueda encontrar presencia de hidrocarburos corroborando con los perfiles eléctricos de cada pozo.



*Figura 5.2. Correlación Litológica de los pozos del Campo Oriente*

Vista general de los perfiles litológicos de los 19 pozos del Campo Oriente, se observan los topes formacionales como el Tope de Hollín Superior (línea de color rojo) el Tope de Hollín Inferior (línea verde) y la Base de Hollín Inferior (línea azul), también para cada pozo se observa la distribución de litotipos, en este caso el amarillo es para la arenisca, el verde para la glauconita, el azul para la caliza y el café claro para la lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

## 5.2. Interpretación de los Registros Eléctricos

La configuración de los registros eléctricos cargados en el software “Decision Space” ayuda a crear un diseño de registros que ayuden al intérprete a determinar de mejor manera las zonas de interés, creando “tracks” donde se ubica cada uno de los registros eléctricos primarios y los que se obtuvieron del modelo petrofísico cargado; en la Figura 5.3 se observa el “set” de registros del POZO-003 que fue el diseño que se adaptó para todos los pozos del campo Oriente, se toma en cuenta además que se colocaron los topes formacionales para delimitar las zonas que se iban a analizar.

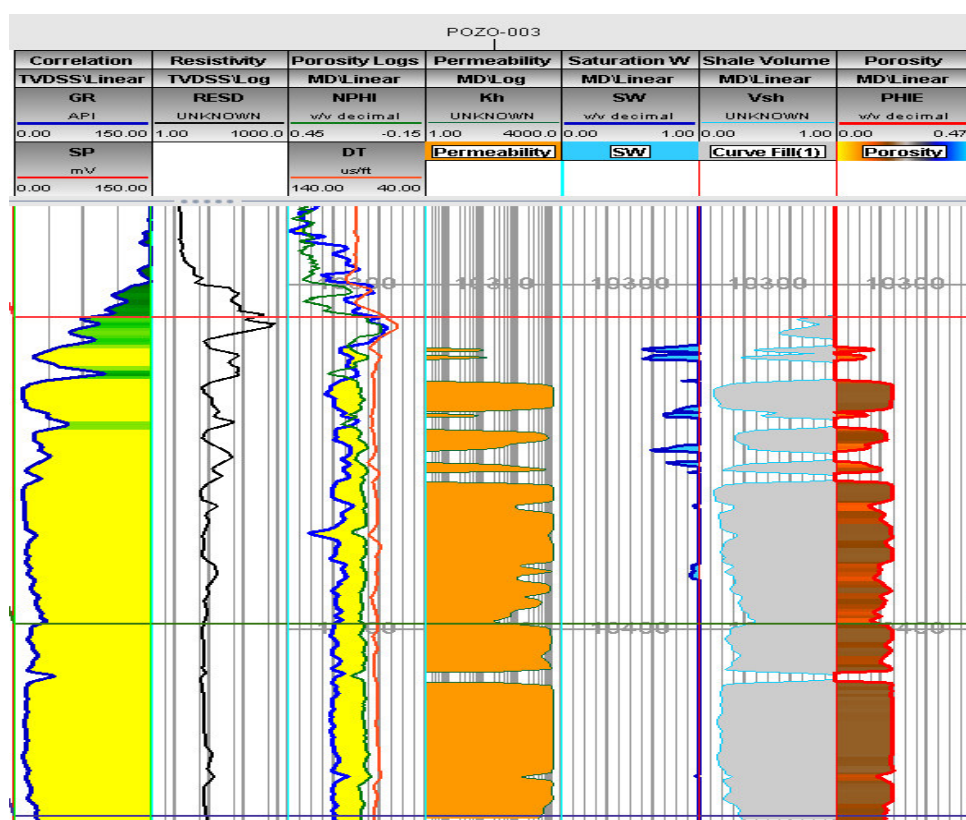


Figura 5.3. Set de Registros del POZO-003

En la figura se muestra el diseño del “Set” de registros eléctricos creado en el software “Decision Space Geoscience”, en este caso para el POZO-003, de izquierda a derecha se encuentran siete “tracks”, el primero tiene los registros de Potencial Espontáneo y de Gamma Ray, el segundo el de Resistividad Medida, el tercer tiene los de Densidad, Sónico y Neutrón, en los siguientes se encuentran los de permeabilidad, saturación de agua, contenido de arcilla y porosidad efectiva, en ese orden.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

En la Figura 5.3 se visualizan los registros separados por “tracks” (columnas): en el primer “track” tomando de izquierda a derecha se visualizan los registros Gamma Ray (GR) línea de color azul, en el registro GR se colocó una escala de colores para identificar las posibles zonas de arena siendo las zonas pintadas de color amarillo como las de mayor presencia de arena y las verdes puede referirse a las lutitas o calizas, el segundo “track” muestra el registro de Resistividad profunda (RESO) línea de color negro, el tercer “track” contiene los registros Density (RHOB) línea de color azul, Neutrón (NPHI) línea de color verde y Sónico (DT) línea de color rojo, que son registros de porosidades primarias que sirve para el cálculo de la porosidad efectiva; con la correlación de los registros RHOB y NPHI se determinan las zonas con posible presencia de hidrocarburos, mostrándose los intervalos pintados de color amarillo que representan el cruce que hay entre estas curvas.

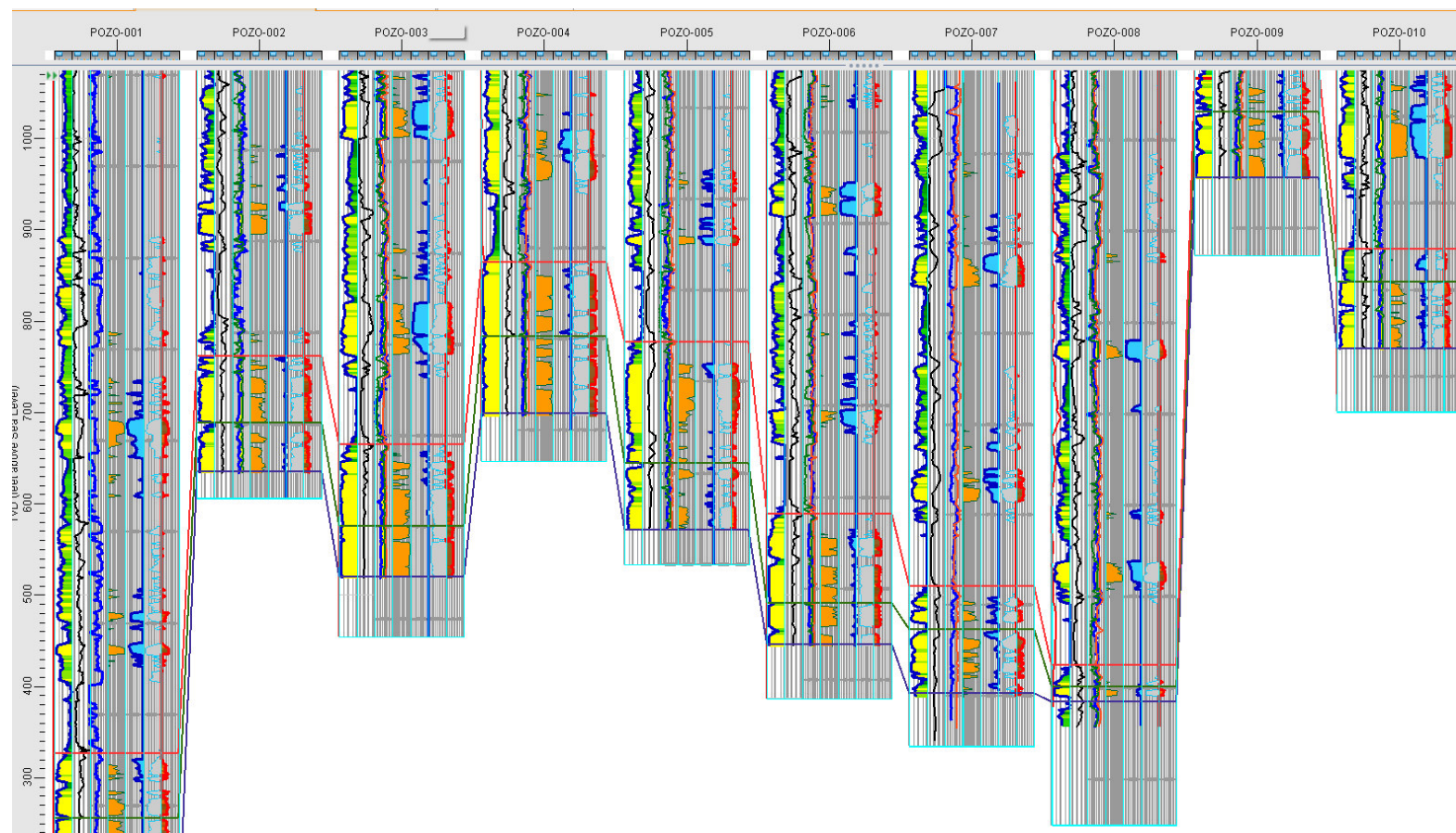
El cuarto “track” muestra el registro de permeabilidad (Kh) (que se obtuvo utilizando la ecuación de Timur), el quinto “track” contiene el registro de saturación de agua (Sw) (que se calculó utilizando la ecuación de Indonesia), el sexto “track” muestra el registro de Contenido de Arcilla (Vsh) (que se obtuvo a partir del GR) línea de color celeste y el ultimo “track” muestra el resultado de la Porosidad Efectiva (PHIE) (obtenido de los registros de porosidades primarias) línea de color rojo con una escala de colores para identificar las zonas con porosidades más altas. Esta interpretación se realizó para los 19 pozos donde se obtuvieron los siguientes resultados que ayudan a identificar de mejor manera los intervalos netos de interés, la Tabla 5.2 muestra los resultados obtenidos para los 19 pozos evaluados y en las Figuras 5.4 y 5.5 se muestra la correlación de los registros eléctricos de los 19 pozos del Campo Oriente realizada en el software “Decision Space Geoscience”.

*Tabla 5.2. Resultados Propiedades Petrofísicas*

Visualización de los resultados parciales de cada parámetro petrofísico para cada pozo evaluado del Campo Oriente, para cada formación se especifica un intervalo neto simplemente para reconocer cuales son las regiones donde se va a concentrar la mayor proporción de hidrocarburos.

Pozos	Espesor (ft)		Espesor Neto (ft)		PHIE		Sw		Vsh		Kh (md)	
	H Sup	H Inf	H Sup	H Inf	H Sup	H Inf	H Sup	H Inf	H Sup	H Inf	H Sup	H Inf
POZ-001	71	134	25	5	0.17	0.19	0.68	0.65	0.45	0.27	750	3800
POZ-002	73	54	7	10	0.12	0.14	0.53	0.87	0.30	0.25	300	1000
POZ-003	89	56	35	4	0.18	0.19	0.78	0.97	0.14	0.19	3700	3500
POZ-004	81	85	36	2	0.16	0.08	0.74	0.96	0.11	0.22	3480	291
POZ-005	133	73	15	35	0.15	0.12	0.55	0.82	0.29	0.34	1862	438
POZ-006	98	45	20	26	0.18	0.16	0.69	0.89	0.17	0.19	1421	1274
POZ-007	47	70	17	20	0.14	0.17	0.68	0.65	0.33	0.28	745	1192
POZ-008	23	17	3	6	0.06	0.12	0.96	0.79	0.30	0.30	19	900
POZ-009	48	72	13	20	0.15	0.18	0.83	0.85	0.17	0.16	1131	1397
POZ-010	36	73	15	15	0.09	0.14	0.54	0.82	0.51	0.34	4	785
POZ-011	21	67	13	5	0.14	0.13	0.70	0.43	0.49	0.41	115	1300
POZ-012	63	36	15	23	0.18	0.17	0.54	0.86	0.28	0.29	2100	1423
POZ-013	53	64	32	10	0.15	0.15	X	X	0.33	0.35	883	492
POZ-014	51	77	11	25	0.13	0.15	0.71	0.81	0.34	0.31	228	1018
POZ-015	106	95	35	20	0.13	0.13	0.69	0.74	0.38	0.33	247	105
POZ-016	102	69	14	43	0.11	0.16	0.74	0.91	0.36	0.27	14	452
POZ-017	67	121	8	10	0.12	0.11	0.80	0.72	0.54	0.36	85	67
POZ-018	13	19	X	14	X	0.15	X	0.81	0.28	0.23	X	348
POZ-019	73	56	10	20	0.14	0.13	0.68	0.83	0.33	0.31	94	1024

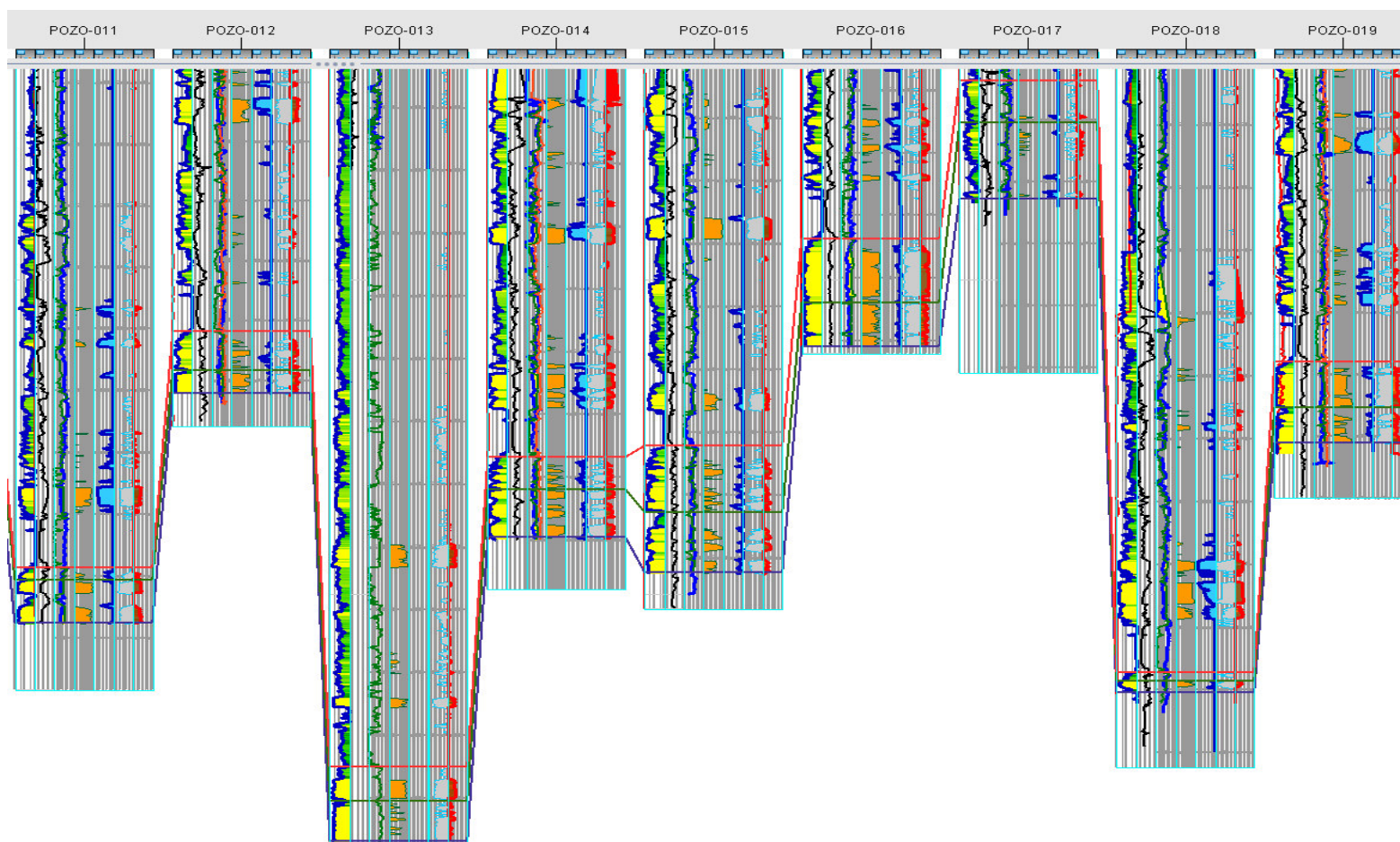




*Figura 5.4. Correlación de Registros Eléctricos del Campo Oriente Pozos POZO-001.....POZO-010*

Visualización general ampliada del “set” de registros eléctricos para cada pozo del Campo Oriente del 001 al 010, se considera la información que proviene desde el Tope de Hollín Superior (línea roja) hasta la Base de Hollín Inferior (línea azul).

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 5.5. Correlación de Registros Eléctricos del Campo Oriente Pozos POZO-011.....POZO-019*

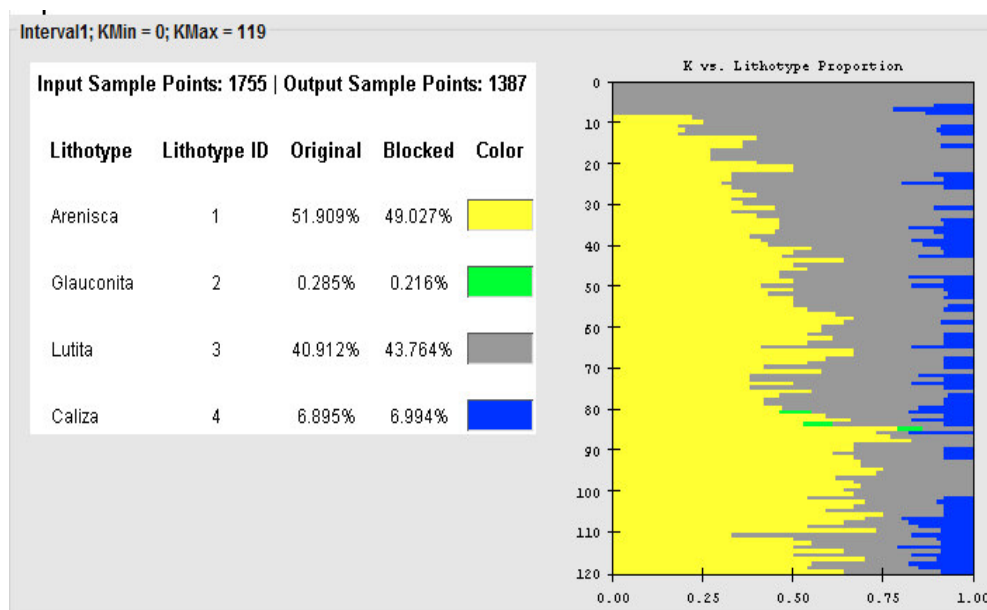
Visualización general ampliada del “set” de registros eléctricos para cada pozo del Campo Oriente del 011 al 019, se considera la información que proviene desde el Tope de Hollín Superior (línea roja) hasta la Base de Hollín Inferior (línea azul).

**Fuente:** Decision Space Geoscience

### 5.3. Interpretación de las Curvas de Proporción Vertical

El análisis de las curvas de proporción vertical (CPV) realizado en el software “Decision Space Geoscience” permite visualizar el desarrollo litológico o distribución de litotipos en cada unidad productora; dicho de otra manera, permite observar la correlación litológica total del yacimiento a nivel de profundidad, en este caso se obtuvieron las curvas de proporción vertical para las Formaciones Hollín Superior y Hollín Inferior.

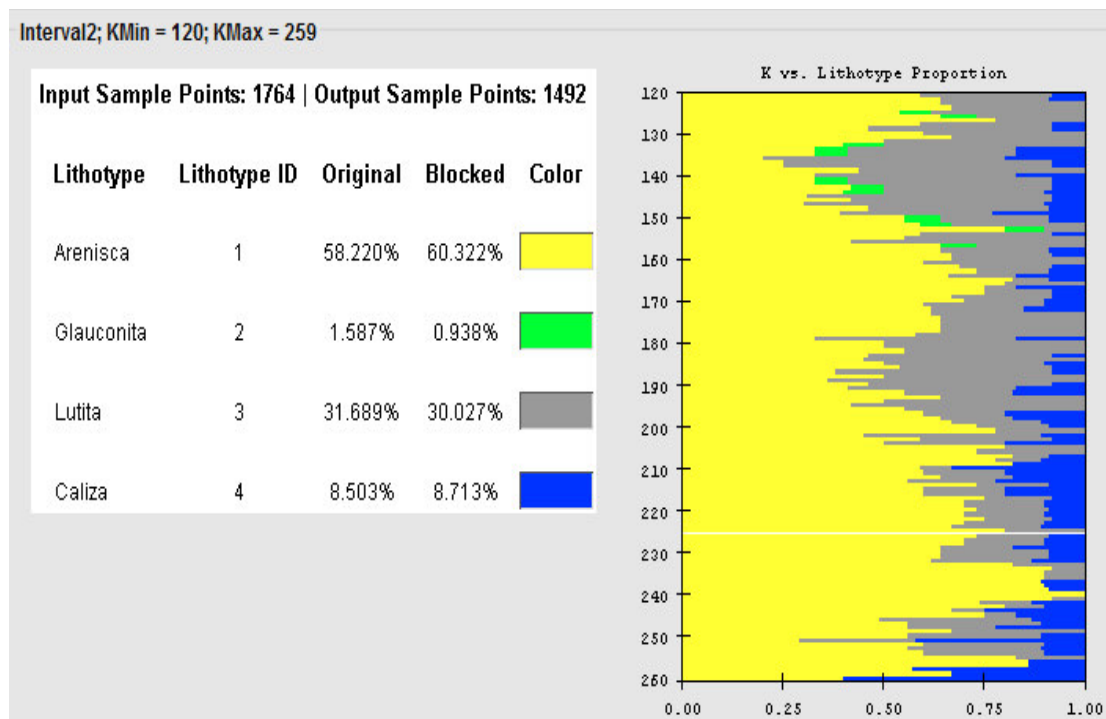
La Figura 5.6 muestra la CPV de la Formación Hollín Superior donde se presenta Arenisca en un 49%, glauconita en un 0.216%, caliza en un 6.99% y lutita en 43.764%, en la parte superior de este intervalo se observa mayor presencia de lutita, mientras que en la parte inferior predomina la arena fina, la caliza se distribuye en toda la formación.



*Figura 5.6.* Curvas de Proporción Vertical de la Formación Hollín Superior  
En la parte izquierda se muestran los valores numéricos de la proporción de litotipos originales y los escalados (blocked) que son los que se toman en cuenta para el modelamiento, a la derecha la distribución proporcional de cada litotipo en todo el espesor de la formación Hollín Superior.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

En la Formación Hollín Inferior que se muestra en la CPV de la Figura 5.7 se presenta Arenisca en un 60%, glauconita en un 0.938% caliza en un 8.713% y lutita en un 30%, predomina una distribución regular de estos litotipos en toda la formación, donde se observa mejor una distribución uniforme de la arenisca en toda la escala de profundidad.



*Figura 5.7. Curvas de Proporción Vertical de la Arena Formación Hollín Inferior*

En la parte izquierda se muestran los valores numéricos de la proporción de litotipos originales y los escalados (blocked) que son los que se toman en cuenta para el modelamiento, a la derecha la distribución proporcional de cada litotipo en todo el espesor de la formación Hollín Inferior.

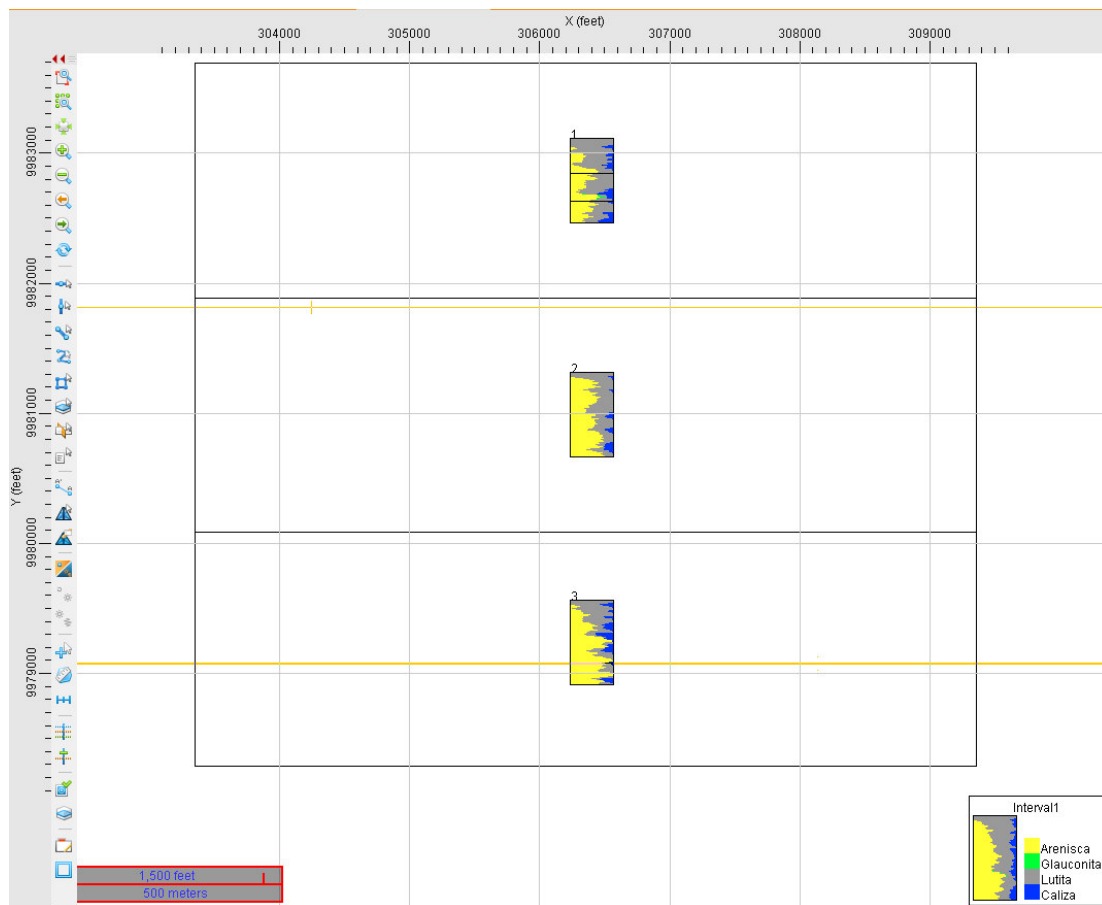
**Fuente:** Decision Space Geoscience

Otra manera de evaluar las curvas de proporción vertical es realizando el análisis por secciones, para el Campo Oriente se dividieron 3 regiones, la Región Norte, Centro y Sur; los pozos están distribuidos en estas regiones de la siguiente manera como lo muestra la Tabla 5.3:

Tabla 5.3. Pozos distribuidos por regiones

Región	Pozo	Región	Pozo
Norte	ORI-002	Centro	ORI-012
Norte	ORI-005	Centro	ORI-013
Norte	ORI-008	Centro	ORI-014
Norte	ORI-011	Centro	ORI-018
Norte	ORI-015	Centro	ORI-019
Norte	ORI-017	Sur	ORI-003
Norte	ORI-018	Sur	ORI-007
Centro	ORI-001	Sur	ORI-009
Centro	ORI-004	Sur	ORI-010
Centro	ORI-006	Sur	ORI-016

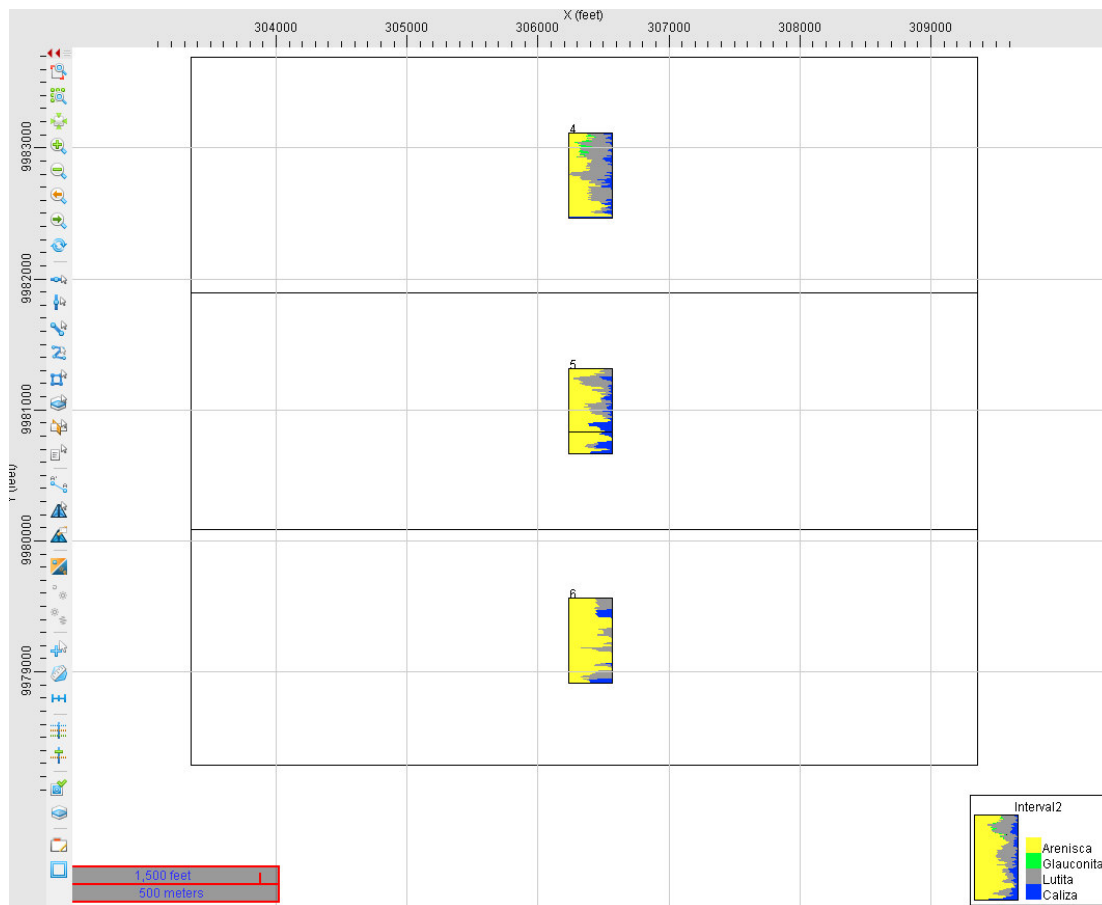
La distribución de la Formación Hollín Superior que se muestra en la Figura 5.8 presenta 3 regiones, norte, centro y sur; en la región norte se observa poca presencia de arenisca en la parte superior del intervalo, a medida que profundiza se va encontrando mejor calidad de arena, pero en la región centro se observa mejor proporción de la arenisca con respecto a la norte y en la región sur la presencia de arena es aún mayor.



*Figura 5.8. Curvas de Proporción Vertical por Regiones de la Formación Hollín Superior*  
 En la parte superior se muestran las curvas de proporción vertical para los pozos de la Región Norte, en la parte central para los pozos de la Región Centro y abajo para la región Sur, en la parte inferior derecha se observa la distribución general para la formación Hollín Superior.  
**Fuente:** Decision Space Geoscience

La Formación Hollín Inferior muestra en la Figura 5.9 que la región norte posee poca presencia de arena fina a lo largo de todo el intervalo, mientras que la región sur posee mayor cantidad de arena que de lutita, lo que hace suponer que la mayor concentración del yacimiento está en la Región Sur.





*Figura 5.9. Curvas de Proporción Vertical por Regiones de la Formación Hollín Inferior*  
 En la parte superior se muestran las curvas de proporción vertical para los pozos de la Región Norte, en la parte central para los pozos de la Región Centro y abajo para la región Sur, en la parte inferior derecha se observa la distribución general para la formación Hollín Inferior.  
**Fuente:** Decision Space Geoscience

#### 5.4. Escalamiento de las propiedades

El escalamiento de las propiedades geológicas y petrofísicas sirven para conocer la cantidad de datos con que se dispone, utilizando la herramienta “Data Analysis” del software “Decisión Space Geoscience”, se genera el registro de todos estos datos disponibles en el yacimiento para la creación del Modelo Geoestadístico. Para el Campo Oriente, se evalúan los datos tanto de las propiedades litológicas y petrofísicas, las litológicas correspondientes a los litotipos y las petrofísicas correspondientes a la

Porosidad efectiva (PHIE), Permeabilidad (Kh), Contenido de Arcilla (Vsh) y Saturación de Agua (Sw).

#### 5.4.1. Escalamiento de los datos de la Malla Geoestadística

Se realizó un análisis de datos a diferentes tamaños de celdas para crear la grilla geoestadística y se escogió la que pierde la menor cantidad de datos posibles al crear los “Pointsets” y “Wellbloking”, la Figura 5.10 muestra las propiedades probadas a las características de la grilla escogida:

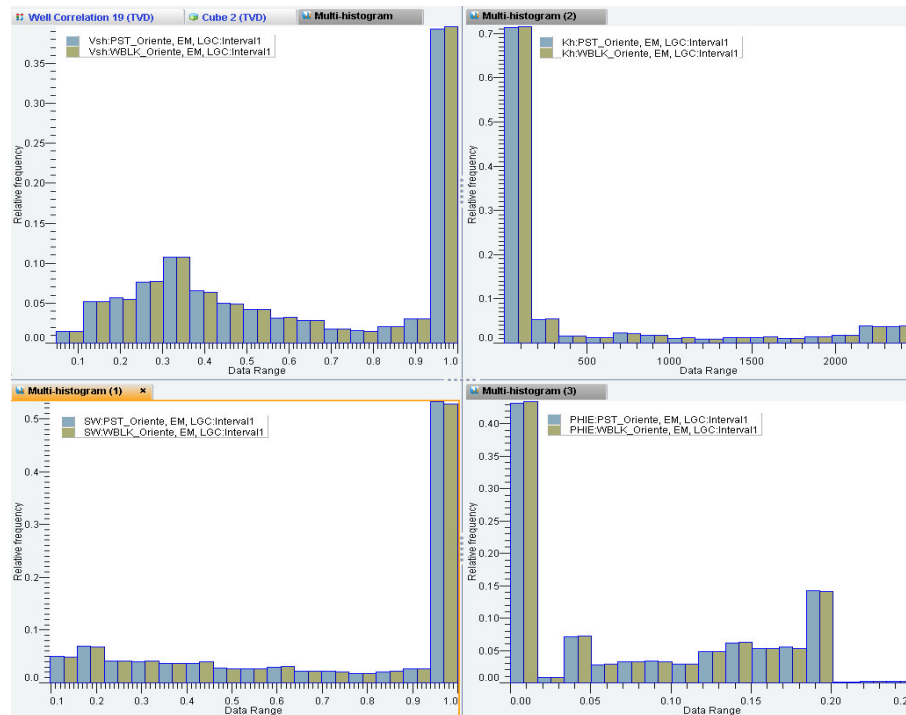


Figura 5.10. Escalamiento de datos para crear la Grid Geoestadística

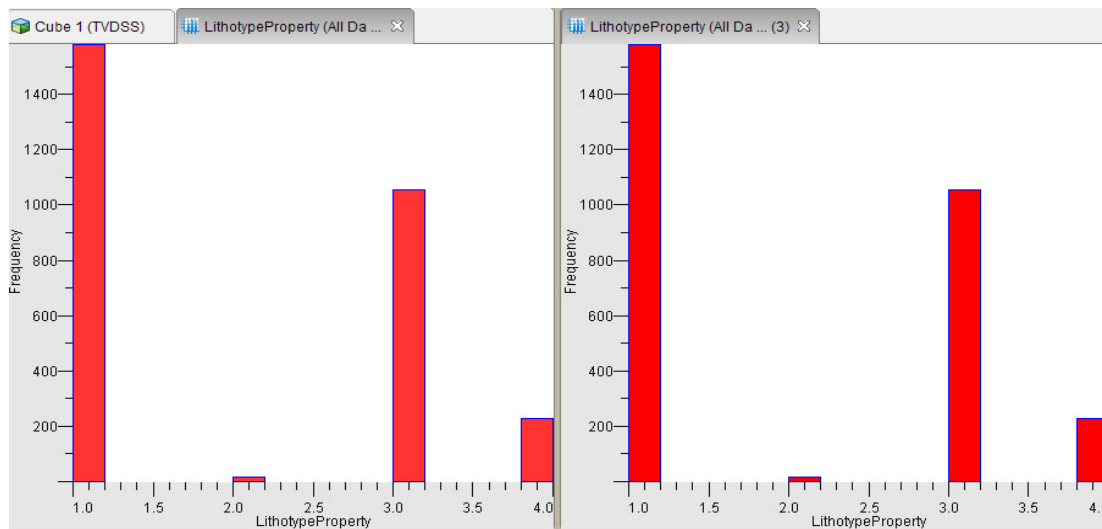
Para cada histograma en la coordenada X se encuentra el porcentaje de datos y la coordenada Y contiene el número o frecuencia de datos, las barras de color azul representan la información de los pointsets (información original) y la de color verde la información de los blocking (información escalada), en la parte superior izquierda se evalúa el contenido de arcilla, al lado la permeabilidad, abajo en la parte izquierda la saturación de agua y al lado la porosidad efectiva, estas representaciones se realizaron para la malla geoestadística final escogida del Campo Oriente.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



### 5.4.2. Escalamiento de los datos de los Litotipos

Es importante verificar el escalamiento de datos de los litotipos en cada intervalo productor, ya que se correlaciona directamente con el análisis de las curvas de proporción vertical y ayuda cuando se realiza el modelamiento de las facies. A continuación, se presenta un histograma de los litotipos en cada intervalo que se evalúa en la Figura 5.11 (izquierda formación Hollín Superior, derecha formación Hollín Inferior) donde se observa que el código 1 es para la arenisca, el código 2 es para la glauconita, el código 3 es para la lutita y el código 4 es para la caliza. Cabe recalcar que esto se realiza con los datos de la malla geoestadística escogida.



*Figura 5.11.* Escalamiento de litotipos en la Formación Hollín Superior y Hollín Inferior  
Para cada histograma se muestra en la coordenada X el litotipo (1 para arenisca, 2 para glauconita, 3 para caliza y 4 para lutita) y en el eje Y la frecuencia o el número de datos disponibles, en la parte izquierda para Hollín Superior y la derecha para Hollín Inferior.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

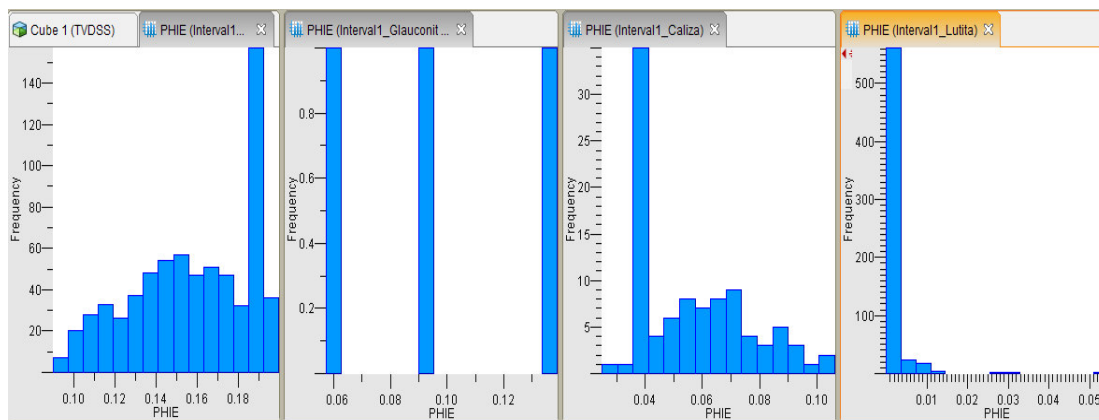
### 5.4.3. Escalamiento de los datos de las Propiedades Petrofísicas

El escalamiento de la información petrofísica es necesario para conocer los rangos de los valores en que se encuentran la porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc. Los valores que resulten en los histogramas no deben exceder de los valores reales

existentes de cada registro de pozos, principalmente la evaluación es indispensable en cada intervalo que se va a modelar.

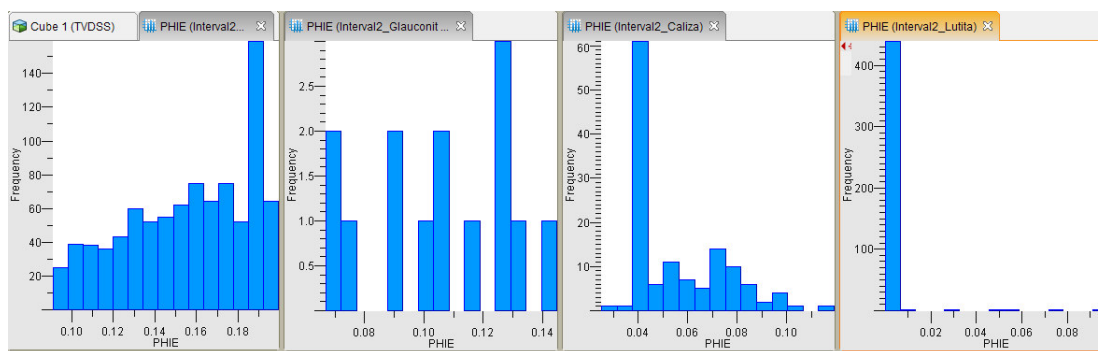
Por ejemplo, para la Formación Hollín Superior se observa en la Figura 5.12 cuatro ventanas que representan a los 4 litotipos presentes en esta formación con en número de datos de porosidad existentes, se verifican valores altos de porosidad en la Arena fina, (izquierda), mientras que la glauconita (segunda columna) como no tiene muchos datos se observa pocos valores de porosidad, la caliza (tercera columna) muestra valores más bajos que la arenisca y la lutita (derecha) muestra que casi todos los valores de porosidad son cero.

Esta verificación se realiza para todos los pozos y de todas las propiedades petrofísicas (Figuras 5.12, 5.13, 5.14, 5.15, 5.16, 5.17, 5.18, y 5.19) en los dos intervalos a modelar, se toma en cuenta que para la saturación de agua ( $S_w$ ) y contenido de arcilla ( $V_{sh}$ ); los valores máximos en la lutita se deben acercar a 1, mientras que para la permeabilidad y porosidad se aproximan a 0, esto se realiza con la finalidad de no perder información necesaria al momento de calcular los variogramas.



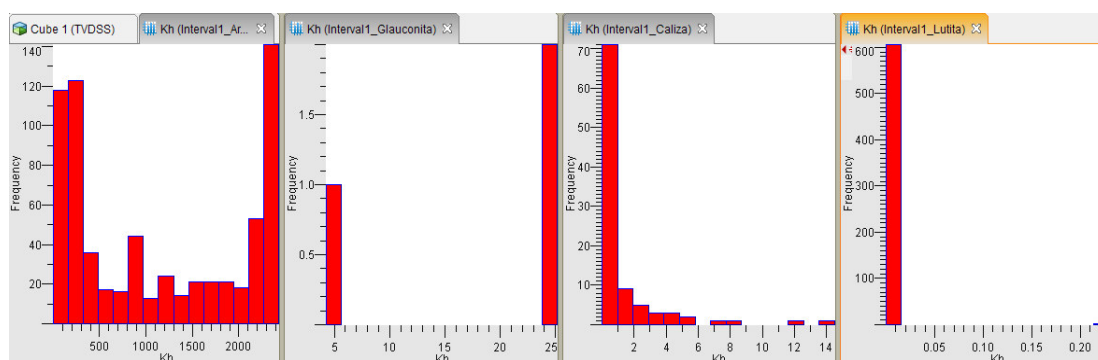
**Figura 5.12.** Escalamiento de datos de Porosidad en la formación Hollín Superior  
Coordenada en X tiene valores de porosidad y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



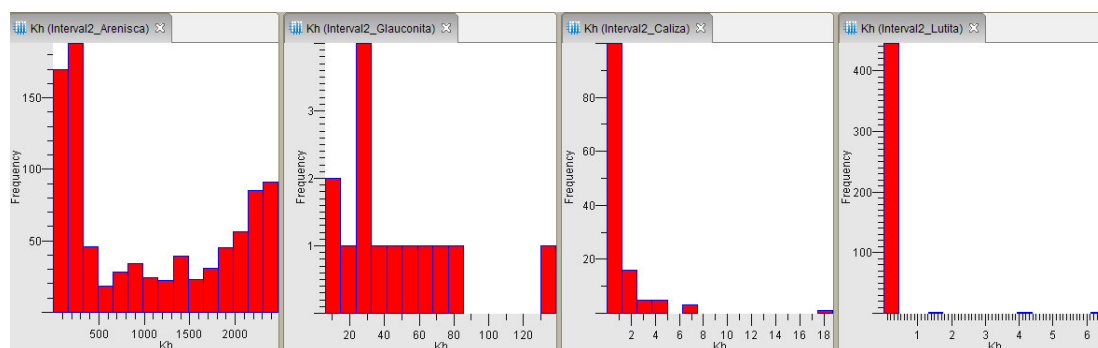
*Figura 5.13.* Escalamiento de datos de Porosidad en la formación Hollín Inferior  
 Coordenada en X tiene valores de porosidad y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



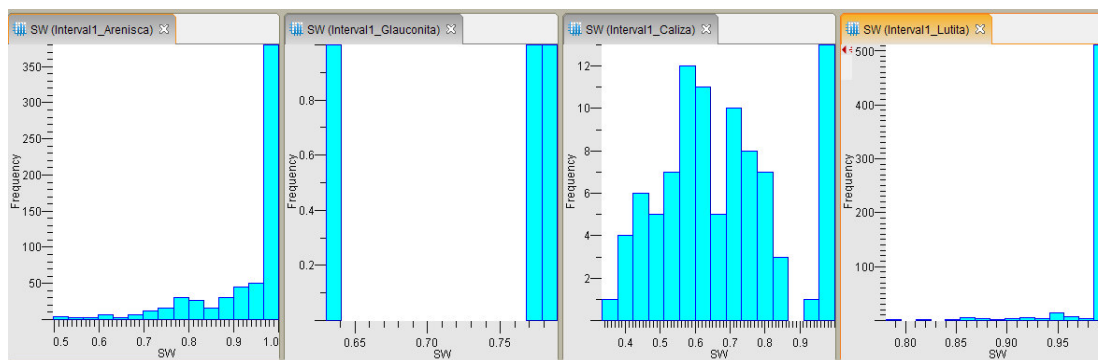
*Figura 5.14.* Escalamiento de datos de Permeabilidad en la formación Hollín Superior  
 Coordenada en X tiene valores de permeabilidad y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



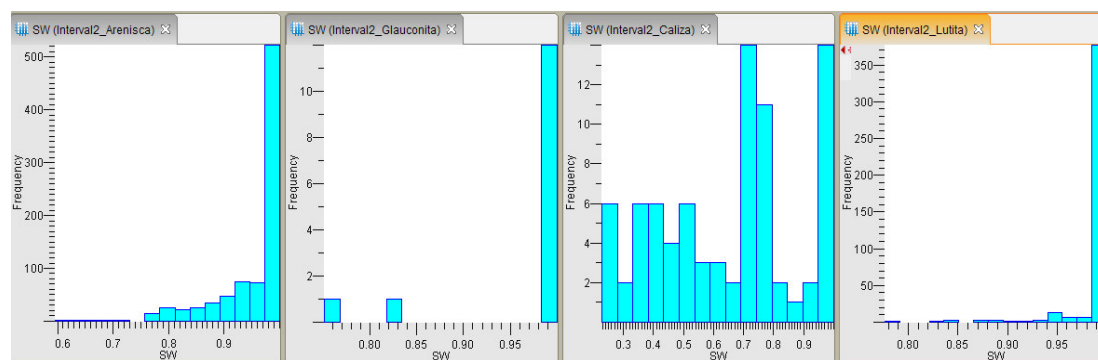
*Figura 5.15.* Escalamiento de datos de Permeabilidad en Arena la formación Hollín Inferior  
 Coordenada en X tiene valores de permeabilidad y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



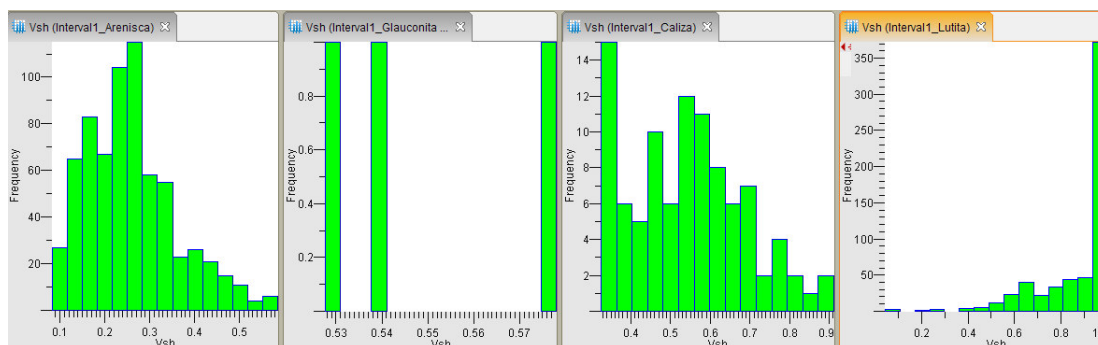
*Figura 5.16.* Escalamiento de datos de Saturación de Agua en la formación Hollín Superior  
Coordenada en X tiene valores de saturación de agua y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



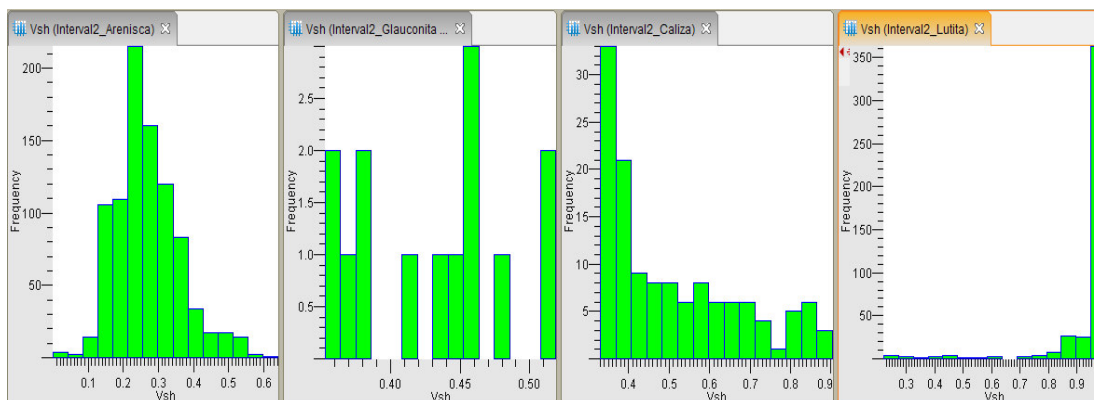
*Figura 5.17.* Escalamiento de datos de Saturación de Agua en la formación Hollín Inferior  
Coordenada en X tiene valores de saturación de agua y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 5.18.* Escalamiento de datos de Contenido de Arcilla en la formación Hollín Superior  
Coordenada en X tiene valores de contenido de arcilla y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 5.19.* Escalamiento de datos de Contenido de Arcilla en la formación Hollín Inferior  
 Coordenada en X tiene valores de contenido de arcilla y la coordenada en Y la cantidad o frecuencia de datos, de izquierda a derecha se muestran histogramas de la arenisca, glauconita, caliza y lutita.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

## 5.5. Cálculo de Variogramas

Los cálculos de los variogramas se realizaron en el Software “Decision Space” utilizando la información reajustada (“wellbloking”) especificando las propiedades de litología existentes en el yacimiento y el intervalo de formación productora. Se ajusta primero el variograma vertical y después en las direcciones de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  y  $135^\circ$ , donde se agregan parámetros como tolerancia angular, número de lags, intervalo de lags y ancho de banda, esto para que el variograma se defina mejor y se pueda determinar el rango mayor en cada una de las direcciones ya antes especificadas.

En la Figura 5.20 se muestra un ejemplo de cómo se tomaron los valores para tratar de ajustar el variograma de la mejor manera posible modificando los valores de lags y tolerancia angular, cuando se tiene ajustado el variograma el software arroja un valor de rango que será el que se tome en cuenta al momento de construir las elipses de anisotropía.

Este procedimiento se realiza de manera pausada y comprobando varias veces el ajuste, ya que es la parte más compleja que define las propiedades del modelamiento

geocelular, tanto en el modelo de facies plurigaussiano como en el secuencial indicador.

Los resultados de los variogramas en las direcciones antes mencionadas se observan luego en las Figuras 5.21 y 5.22.

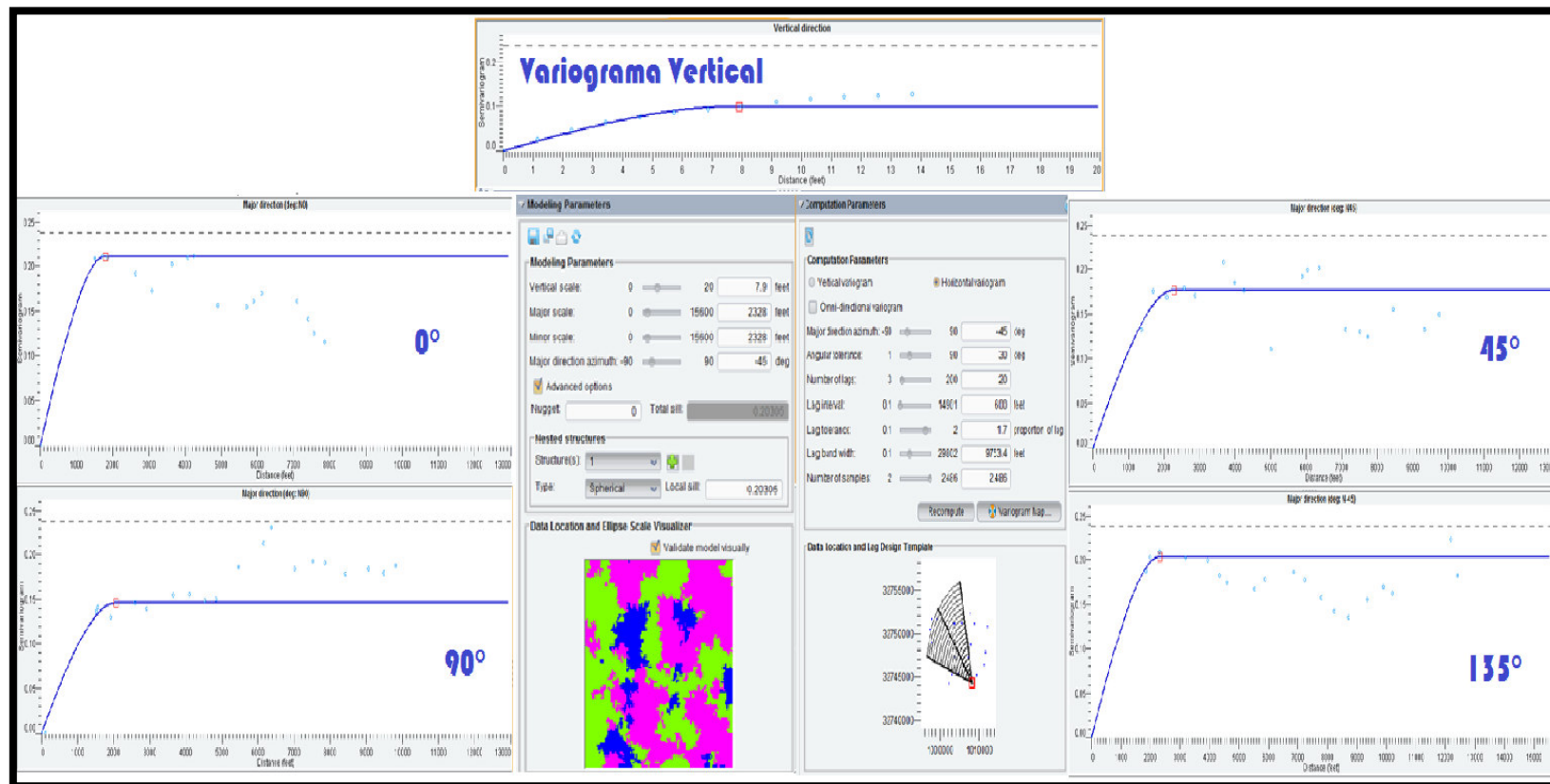


Figura 5.20. Cálculo de Variogramas de la formación Hollín Superior

Vista general de la metodología para el cálculo de variogramas, los parámetros que se ajustan se muestran en la parte central donde se presenta una ventana llamada “Computation Parameters” es aquí donde se escoge la dirección, tolerancia angular, número de lags, intervalo de lag, ancho de banda, la otra ventana “Modeling Parameters” muestra la forma del variograma a medida que se vaya haciendo el ajuste, este procedimiento se realiza para el variograma vertical, a 0°, 45°, 90° y 135°.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

## 5.6. Construcción de las Elipses de Anisotropía

Las elipses de anisotropía se construyeron considerando los resultados de los variogramas realizados en la sección anterior en las direcciones de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  y  $135^\circ$  respectivamente, se obtuvo la dirección preferencial de los datos, los cuales se muestran a continuación.

La Figura 5.21 muestra las elipses generadas para cada litotipo de la Formación Hollín Superior, en ella se observa que tanto la arenisca como la caliza tienen una dirección N-O  $45^\circ$  aproximadamente, mientras que la glauconita y la lutita tienen dirección N-E  $90^\circ$ , pero como se sabe que estas aparecen en menor proporción, se estima que el modelo de facies está orientado en la dirección N-O  $45^\circ$ .

Las elipses creadas en la Formación Hollín Inferior se observan en la Figura 5.22, donde se destaca que la arenisca y la lutita también tienen la dirección de N-E  $90^\circ$ , mientras que la glauconita posee una elipse que no está bien definida, pero muestra una dirección de N-O  $45^\circ$  y la caliza una dirección N-E  $45^\circ$ .

Estos datos de las elipses son los que permiten configurar el modelo de facies que se va a mostrar en el siguiente capítulo, cabe resaltar que debido a que solo se posee información de 19 pozos los resultados de los variogramas no son tan definidos y por lo tanto las elipses pueden no presentarse en la dirección en la que se encuentran en el yacimiento, es por esto que se deben manejar mapas de facies en caso de haberse realizado un modelo estratigráfico-sedimentológico.



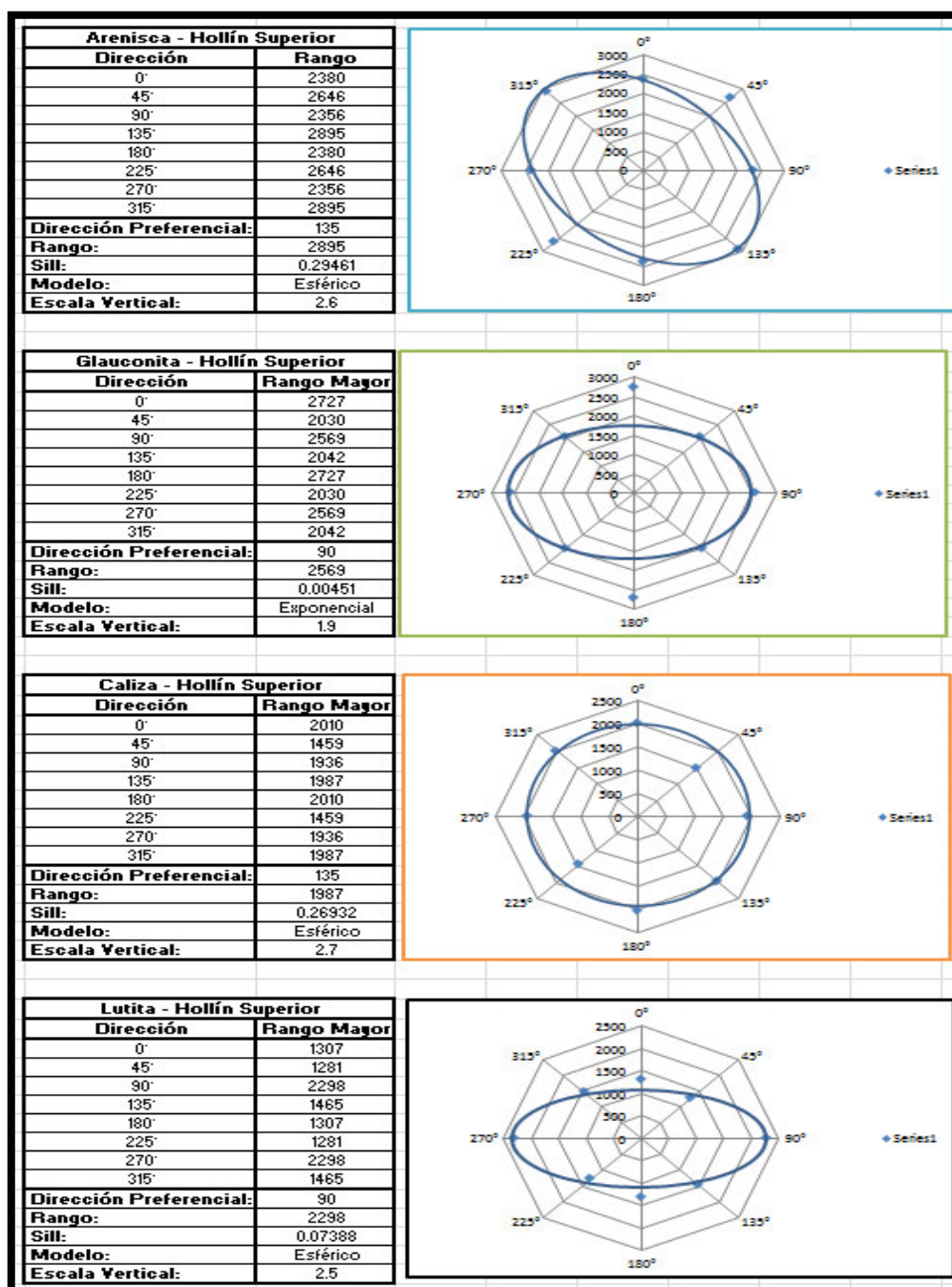


Figura 5.21. Elipses de Anisotropía de la formación Hollín Superior

Se presentan los resultados de los cuatro litotipos de la formación Hollín Superior, de arriba a abajo arenisca, glauconita, caliza y lutita, en la parte izquierda de cada elipse se encuentran los rangos obtenidos de los variogramas en todas las direcciones evaluadas, más abajo se menciona la dirección preferencial (a tomar en cuenta para el modelamiento), el rango a esa dirección, “sill” (meseta), modelo y el valor de la escala vertical y a la derecha están cada una de las elipses obtenidas.

Fuente: Microsoft Excel

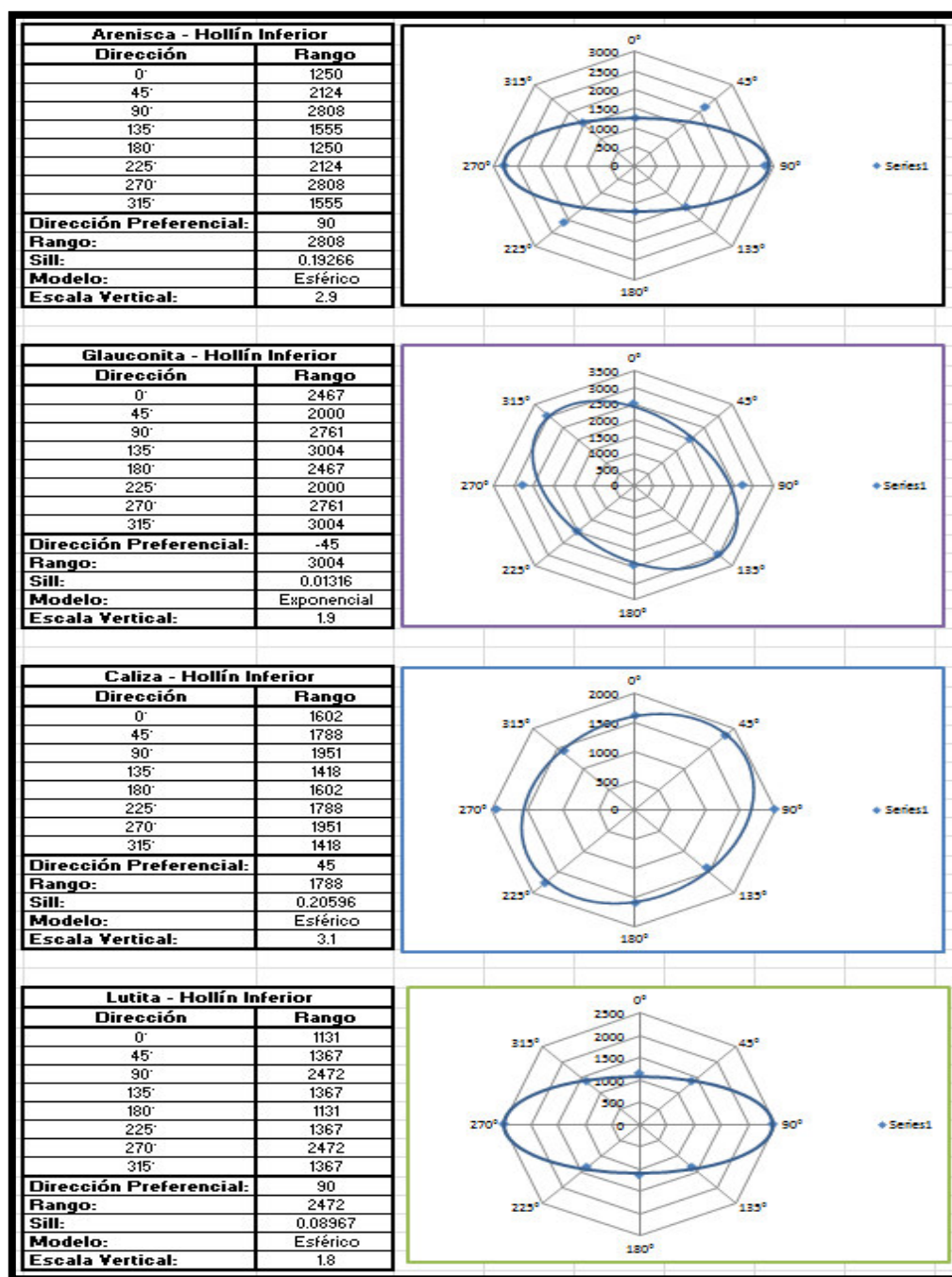


Figura 5.22. Elipses de Anisotropía de la Formación Hollín Inferior

Se presentan los resultados de los cuatro litotipos de la formación Hollín Inferior, de arriba a abajo arenisca, glauconita, caliza y lutita, en la parte izquierda de cada elipse se encuentran los rangos obtenidos de los variogramas en todas las direcciones evaluadas, más abajo se menciona la dirección preferencial (a tomar en cuenta para el modelamiento), el rango a esa dirección, “sill” (meseta), modelo y el valor de la escala vertical y a la derecha están cada una de las elipses obtenidas.

**Fuente:** Microsoft Excel

## CAPÍTULO 6

### 6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se presentan los resultados de los modelos matemáticos creados en el software “Decision Space Geoscience” de simulación de yacimientos propuestos para el Campo Oriente. Para verificar los resultados más probables de realidad del campo se realizó un “blind test” (quitar un pozo), donde se comprueba todos los modelos de facies y de propiedades petrofísicas y todas las realizaciones con respecto a ese pozo.

Se muestran los modelos de facies condicionados a los variogramas y a los algoritmos de simulación (plurigaussiano y secuencial indicador), además se presentan varias realizaciones, así como los modelos petrofísicos en la que interesa la porosidad y la saturación de agua principalmente para el cálculo de POES.

Se realiza una discusión o comparación entre los algoritmos antes mencionados en el pozo quitado (“blind test”) lo que servirá para escoger el mejor algoritmo de simulación y también la mejor realización. Finalmente, se muestran los valores de POES finales en cada intervalo de formación que se evaluó en este estudio.

#### 6.1. Resultados

Para mostrar los resultados es necesario crear varias realizaciones geoestadísticas de las cuales se elige la mejor, el método para escoger dicha mejor realización es realizarlo mediante un índice de probabilidad para escoger las 10 mejores realizaciones de cada algoritmo utilizado y de esas 10 se realiza un “blind test” para escoger la mejor de cada algoritmo.



### **6.1.2. Modelamiento de Facies**

Los modelos de facies sirven para observar la distribución de los litotipos en toda la región de la grilla geoestadística, para el Campo Oriente, se utilizaron dos algoritmos de simulación los cuales se explican a continuación:

#### **6.1.2.1. Modelos de Simulación Secuencial Indicador (SIS)**

El algoritmo de simulación secuencial indicador captura la variabilidad espacial de las características categóricas (facies geológicas) por medio de un conjunto de variogramas indicador, esto quiere decir que, para crear estos modelos, se escogen los variogramas que representen en mayor proporción los litotipos del yacimiento en cada intervalo, además se escogieron un número de 50 realizaciones (el número de realizaciones pueden ser escogidas a criterio del usuario, pero deben ser superior a 20 para poder mostrar gráficas estadísticas de los resultados). En la Figura 6.2 se muestra la configuración del modelo de facies escogido y en las Figuras 6.3 y 6.4 se observan 8 realizaciones de las 50 creadas en los dos intervalos de formación usando el software “Decision Space Geoscience”:

Method: Sequential Indicator Simulation

**SIS Simulation**

☒ New Model ☐ Local Model Update

**Select Data**

Blocked point set: EM Block\_1

3D grid: StratGrid\_1.vdb case1 GEO\_GRID

Grid subset: All Data

Interval	Model
<input checked="" type="checkbox"/> 1	LithotypeProperty_Interval1_1
<input checked="" type="checkbox"/> 2	LithotypeProperty_Interval2_1

☒ Use background trend: ☐ Calibration ☒ Proportion

Map\_1

Number of realizations: 50

Seed number: 423.141

Optimum number of already simulated nodes: 10

Search neighborhood: Default

**Output Facies Model**

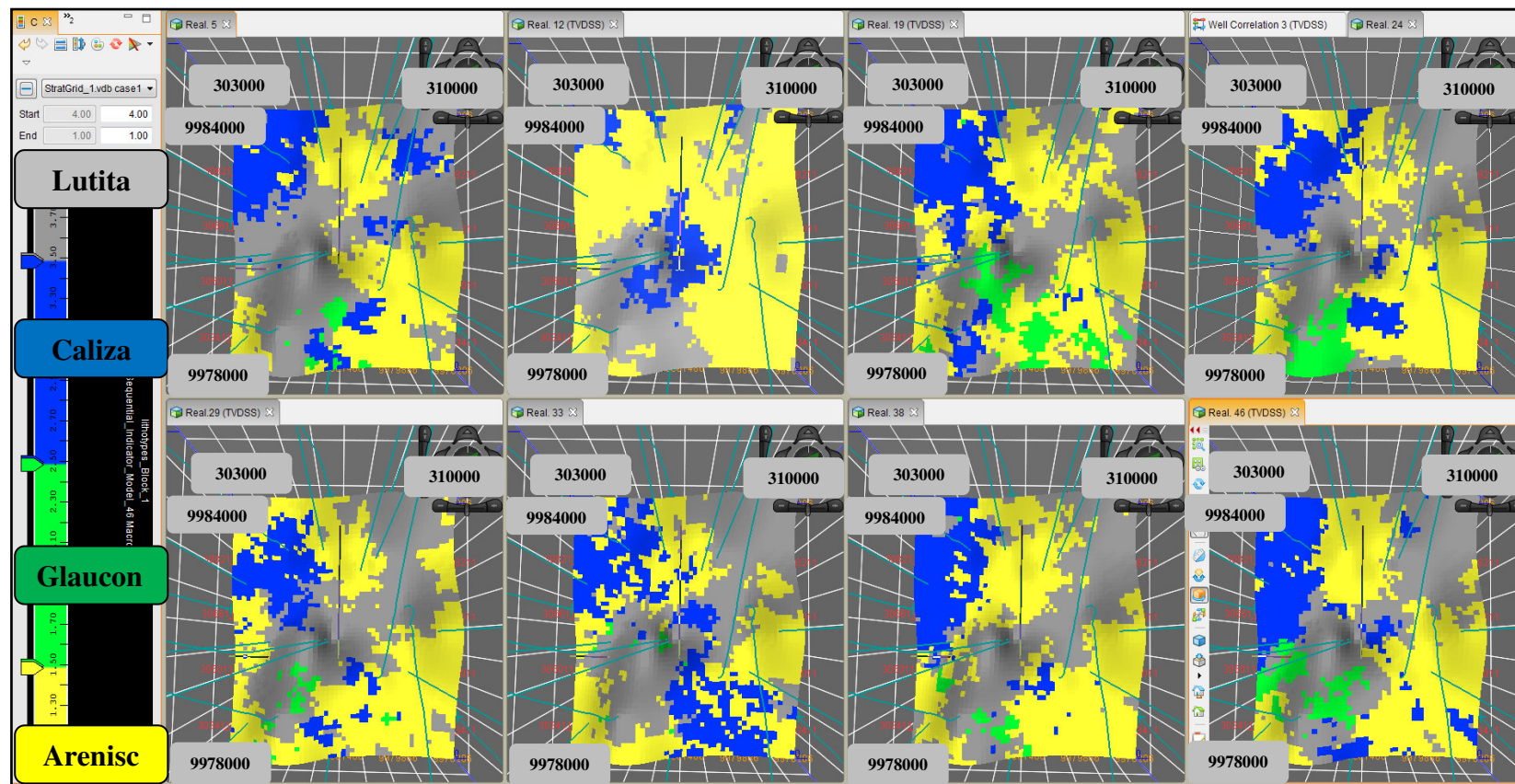
Name: Sequential\_Indicator\_Model

Run

*Figura 6.2.* Parámetros para el Modelo de Facies – Simulación Secuencial Indicador  
Ventana de entrada de datos para la simulación secuencial indicadora, en la parte superior se escoge el “blocked” creado, la malla geoestadística y los intervalos que se desean modelar, en la parte central se incluyen los valores de los variogramas creados y en la parte de abajo el número de realizaciones y si se ajusta a las curvas de proporción vertical.

**Fuente:** Decision Space Geoscience





*Figura 6.3. Modelo de Facies – Algoritmo Secuencial Indicador – Formación Hollín Superior – Capa 80*

Vista general a un espesor de 40 pies (capa 80) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, el color amarillo (arenisca), verde (glauconita), azul (caliza) y plomo (lutita), y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45, en las esquinas de cada imagen se observan las coordenadas X y Y.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

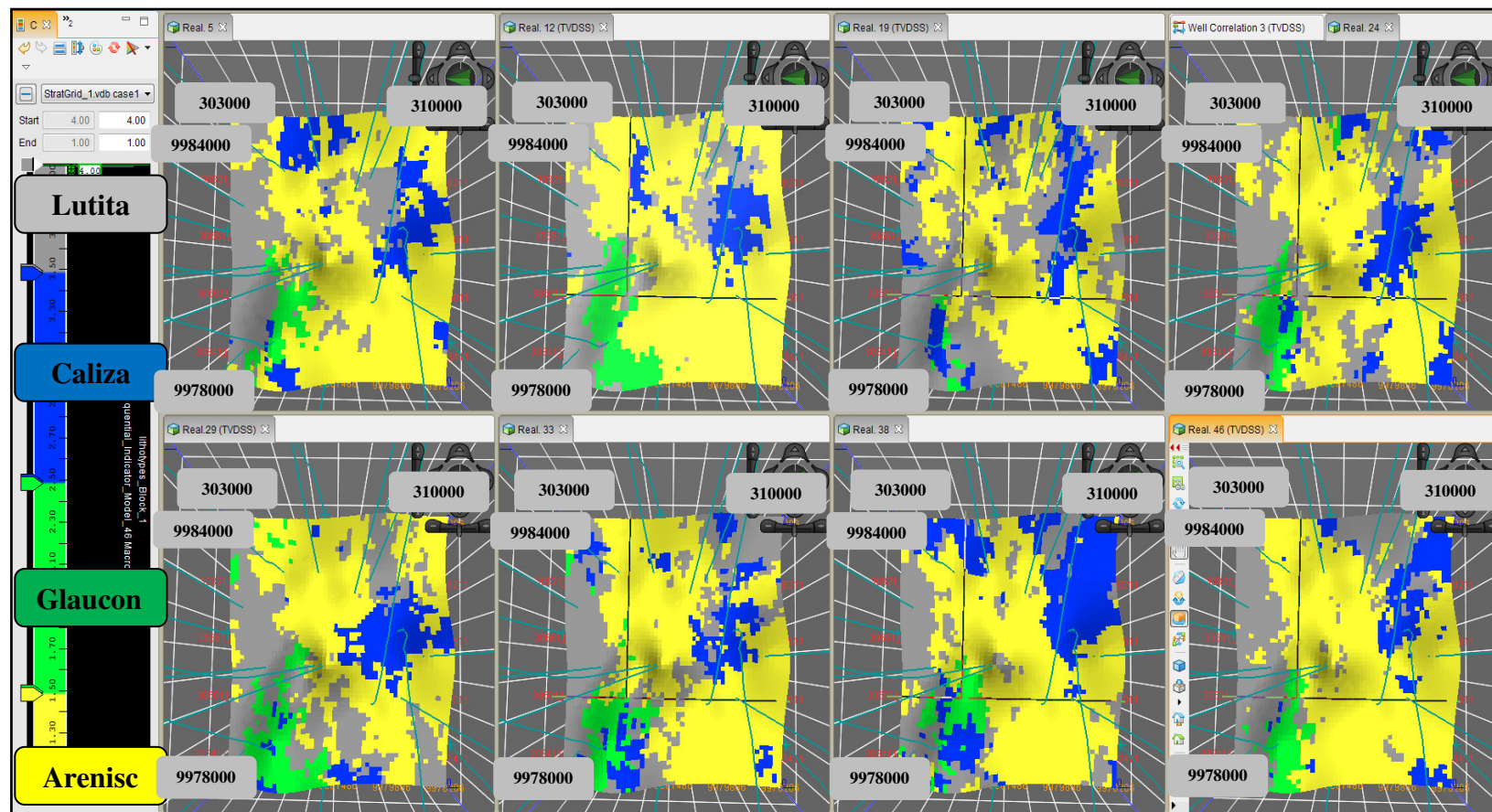


Figura 6.4. Modelo de Facies – Algoritmo Secuencial Indicador – Formación Hollín Inferior – Capa 150

Vista general a un espesor de 75 pies (capa 150) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, el color amarillo (arenisca), verde (glauconita), azul (caliza) y plomo (lutita), y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45, en las esquinas de cada imagen se observan las coordenadas X y Y.

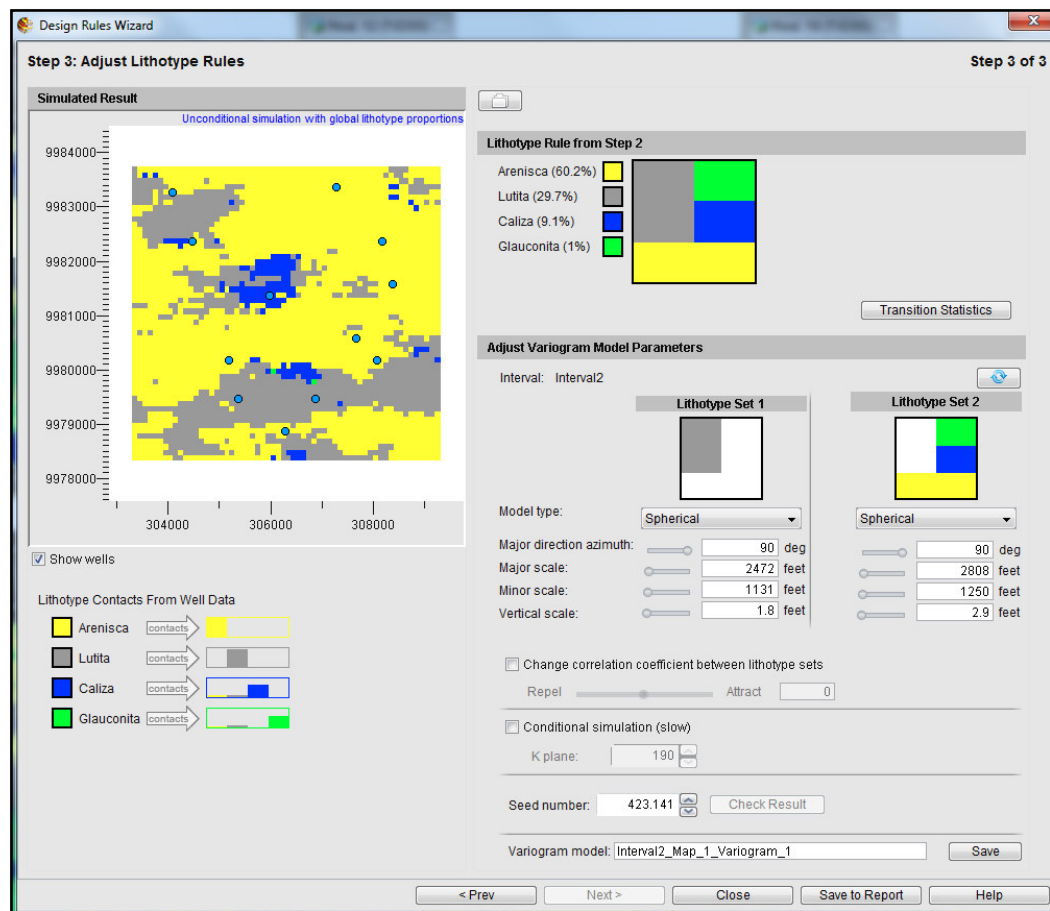
**Fuente:** Decision Space Geoscience



#### **6.1.2.2. Modelos de Simulación Plurigaussiana (PS)**

El algoritmo de simulación plurigaussiana es una generalización del método gaussiano truncado, es decir que permite definir varias truncaciones de varias variables aleatorias a la vez, también es importante destacar el ambiente de deposición de los intervalos productores, que para este caso corresponde el de sistema transgresivo dominado por mareas en el que una zona de río se junta con el mar y predomina la acción de las mareas sobre los efectos de descarga continental.

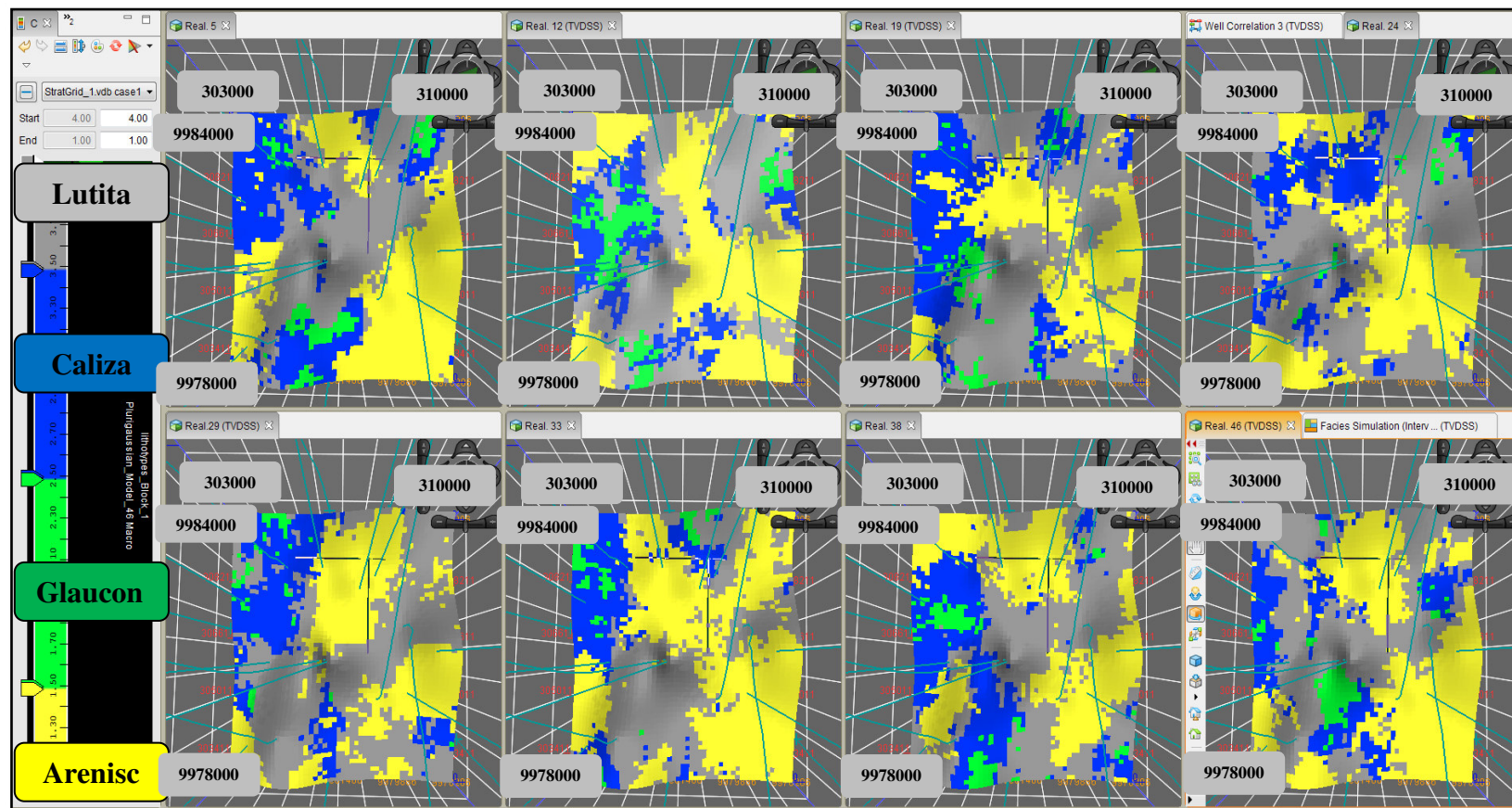
En la Figura 6.5 se muestra la configuración del algoritmo plurigaussiano en el software “Decision Space Geoscience”, en el que se observa que se han definido banderas de truncación para cada litotipo (arenisca, glauconita, caliza y lutita) y se condiciona los variogramas también creados respecto a los litotipos seleccionados; también se crearon 50 realizaciones de este modelo de facies en los cuales se muestran varias realizaciones en las Figuras 6.6 y 6.7 a las mismas capas que el modelo de facies con simulación secuencial indicador.



*Figura 6.5. Parámetros para el Modelo de Facies – Simulación Plurigaussiana*

Ventana para ingresar parámetros de entrada para el modelo de simulación plurigaussiana, en la parte superior derecha se escoge la bandera de truncación según la cantidad de litotipos presentes, más abajo se ajustan los valores de variogramas calculados para cada litotipo, más abajo están las opciones para generar el modelo, a la izquierda se muestra una vista previa de como modelarían las facies o litotipos según los variogramas ingresados.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 6.6. Modelo de Facies – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Superior – Capa 80*

Vista general a un espesor de 40 pies (capa 80) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, el color amarillo (arenisca), verde (glauconita), azul (caliza) y plomo (lutita), y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45, en las esquinas de cada imagen se observan las coordenadas X y Y.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

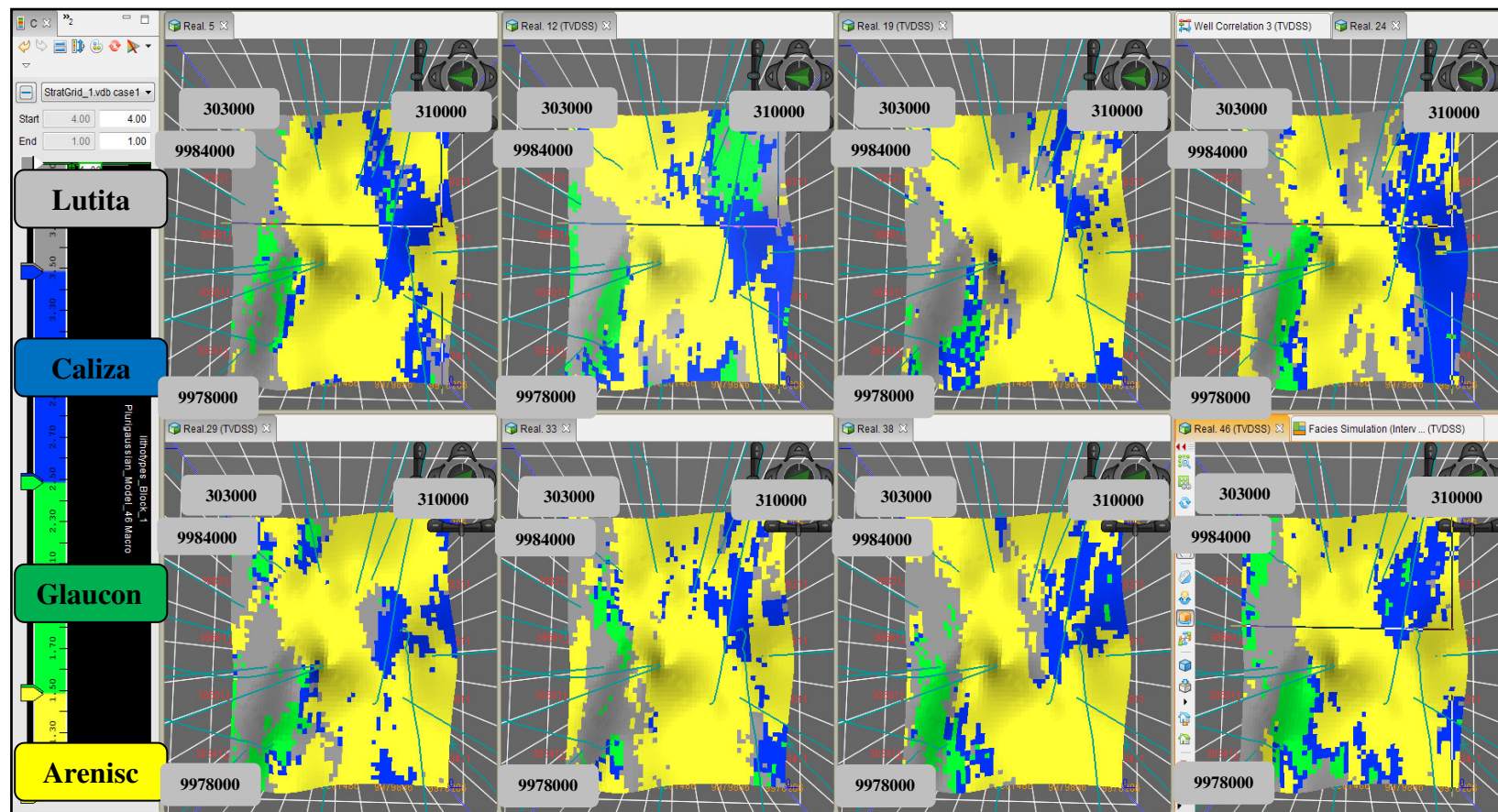


Figura 6.7. Modelo de Facies – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Inferior – Capa 150

Vista general a un espesor de 75 pies (capa 150) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, el color amarillo (arenisca), verde (glauconita), azul (caliza) y plomo (lutita), y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45, en las esquinas de cada imagen se observan las coordenadas X y Y.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

### **6.1.3. Modelamiento de Propiedades Petrofísicas**

Los modelos de propiedades petrofísicas que se realizaron fueron el de porosidad ( $\emptyset$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ), esenciales para el cálculo de POES en cada modelo de facies creado (algoritmo secuencial indicador y simulación plurigaussiana) y para cada una de las 50 realizaciones presentadas en este estudio realizadas usando el módulo “Earth Modeling” del “Decision Space Geoscience”.

El algoritmo utilizado en esta sección fue el secuencial gaussiano el cual permite escoger una desviación aleatoria de una distribución normal, es decir, selecciona en función de un número aleatorio uniforme que representa el nivel de probabilidad. Este algoritmo solo permite propiedades individuales continuas y además se condiciona a los modelos de facies existentes.

En las Figuras 6.8, 6.9, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 6.14 y 6.15 se muestran los resultados de varias realizaciones de los modelos de porosidad y saturación de agua, con su respectiva escala de colores que permite identificar el valor de la propiedad en todas las regiones del campo.



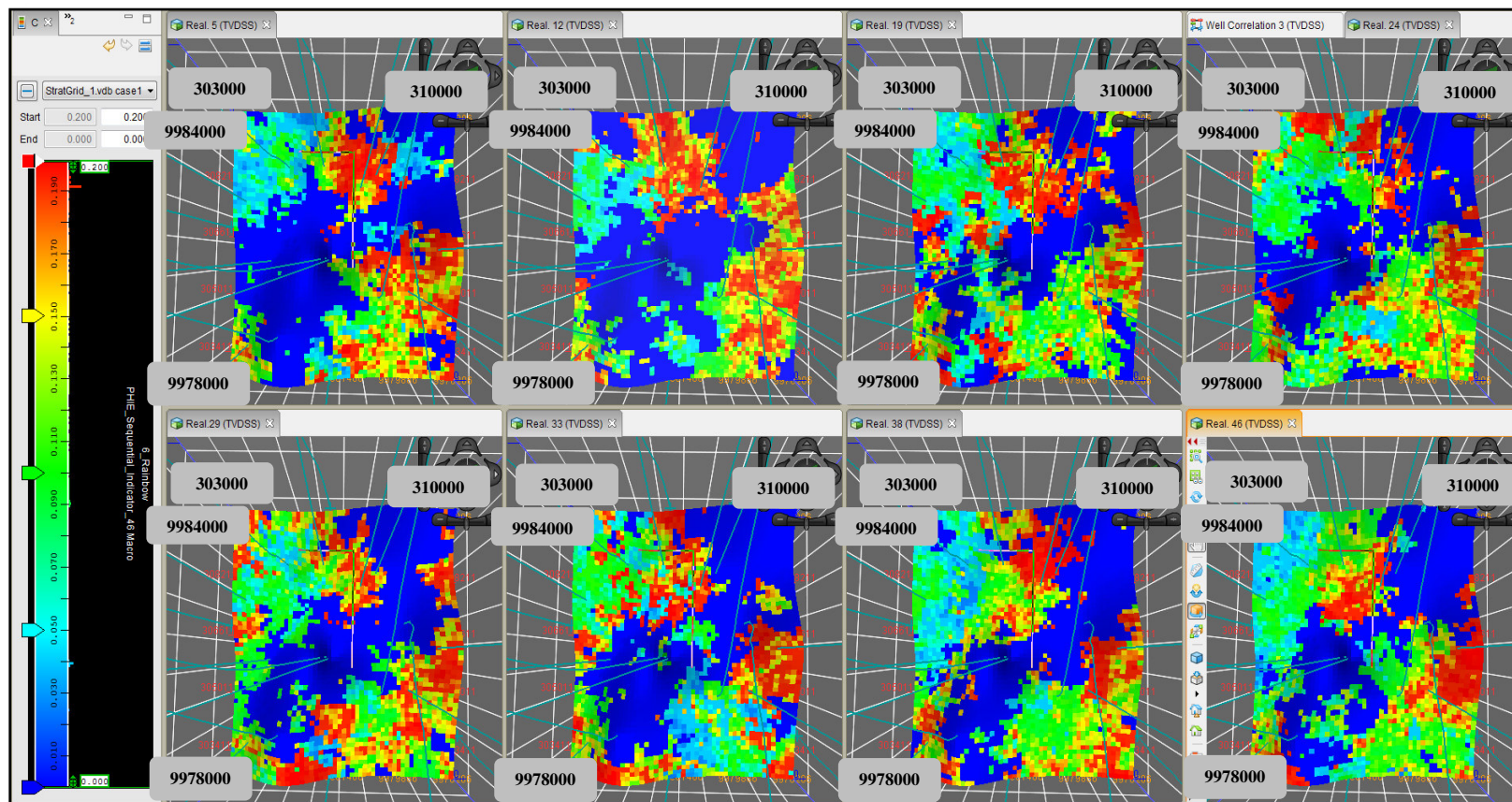
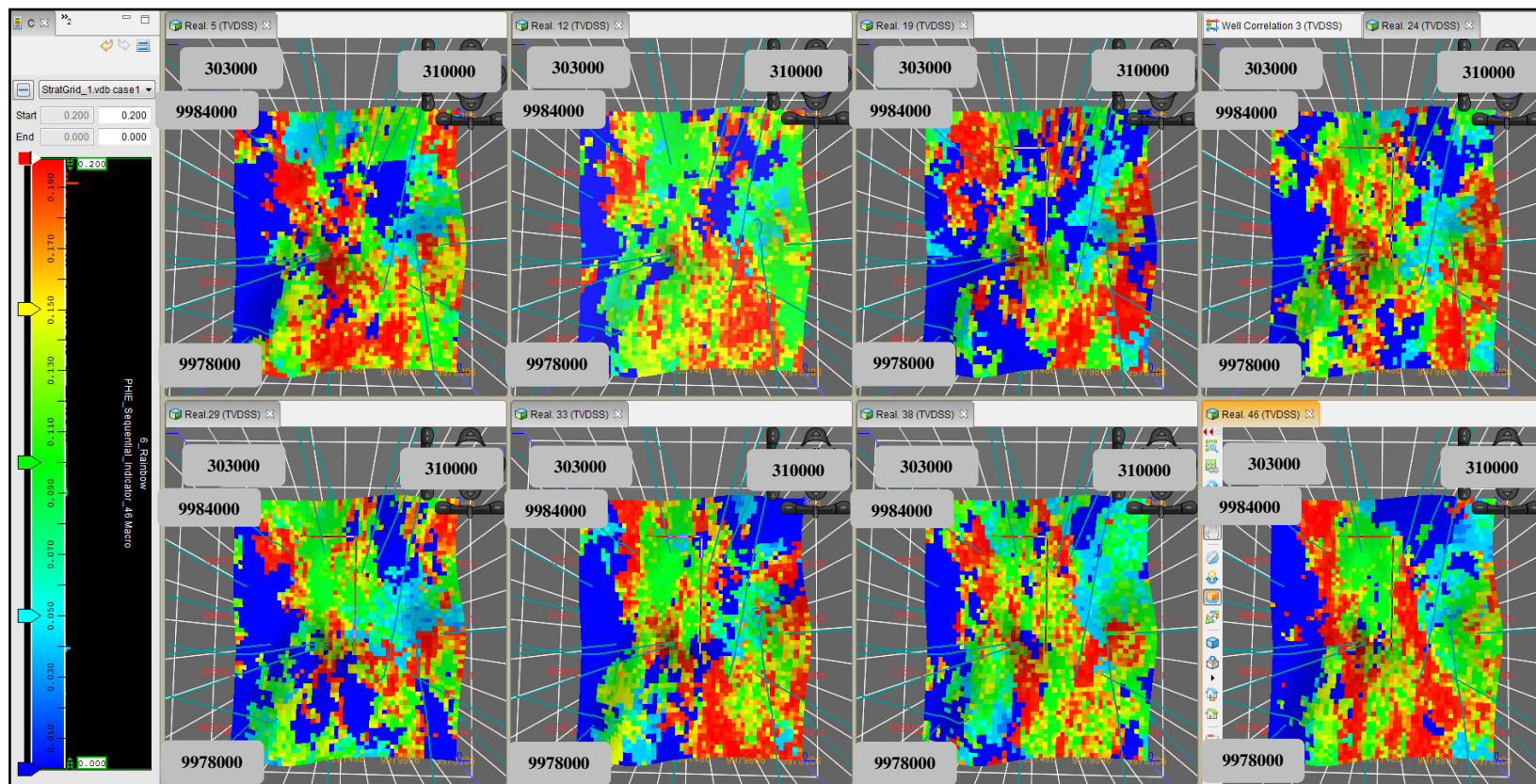


Figura. 6.8. Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Superior – Capa 80

Vista general a un espesor de 40 pies (capa 80) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de porosidad desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de porosidad que llegan hasta 0,19, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 6.9. Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Inferior – Capa 150*  
 Vista general a un espesor de 75 pies (capa 150) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de porosidad desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de porosidad que llegan hasta 0,19, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



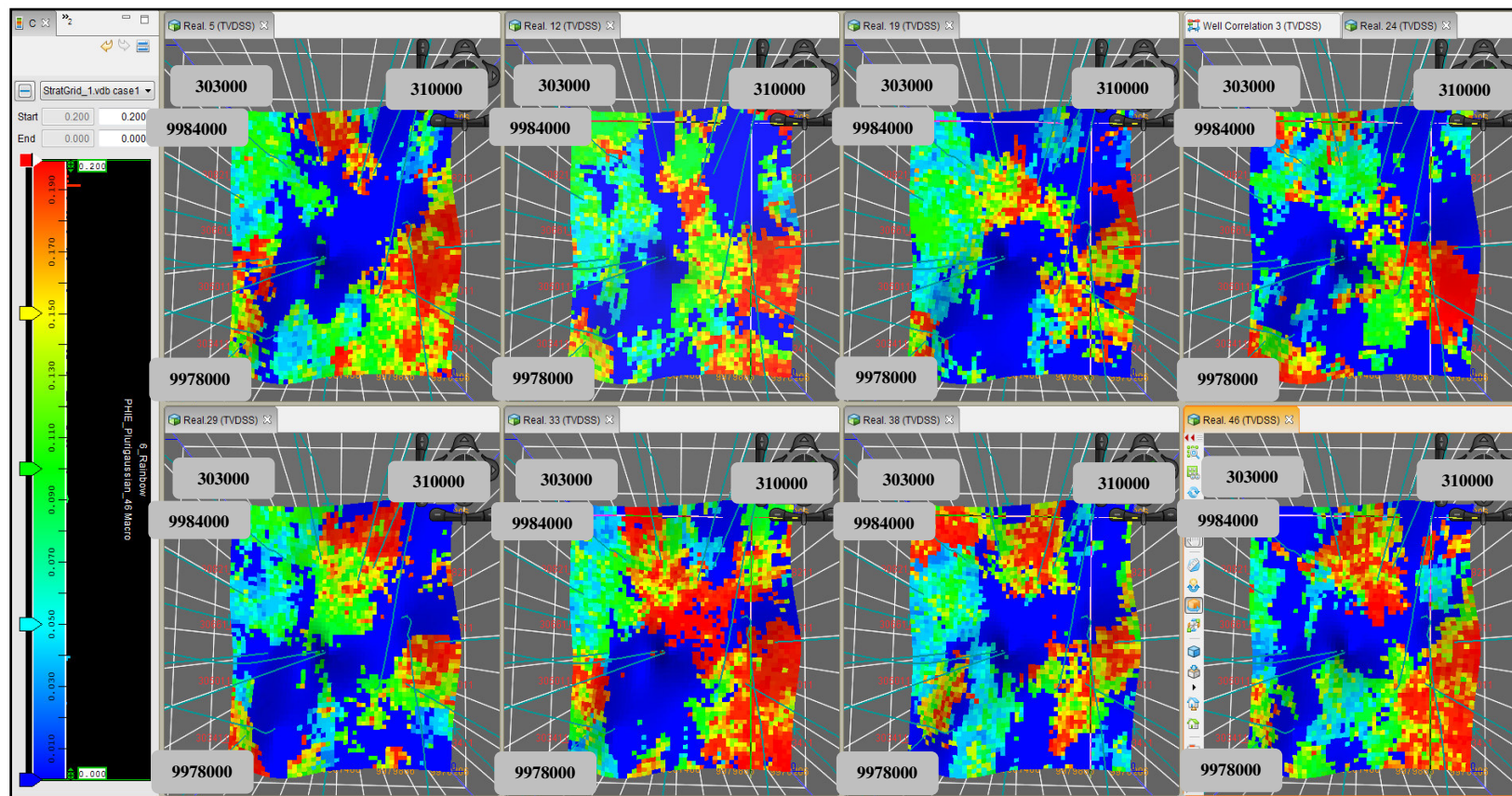
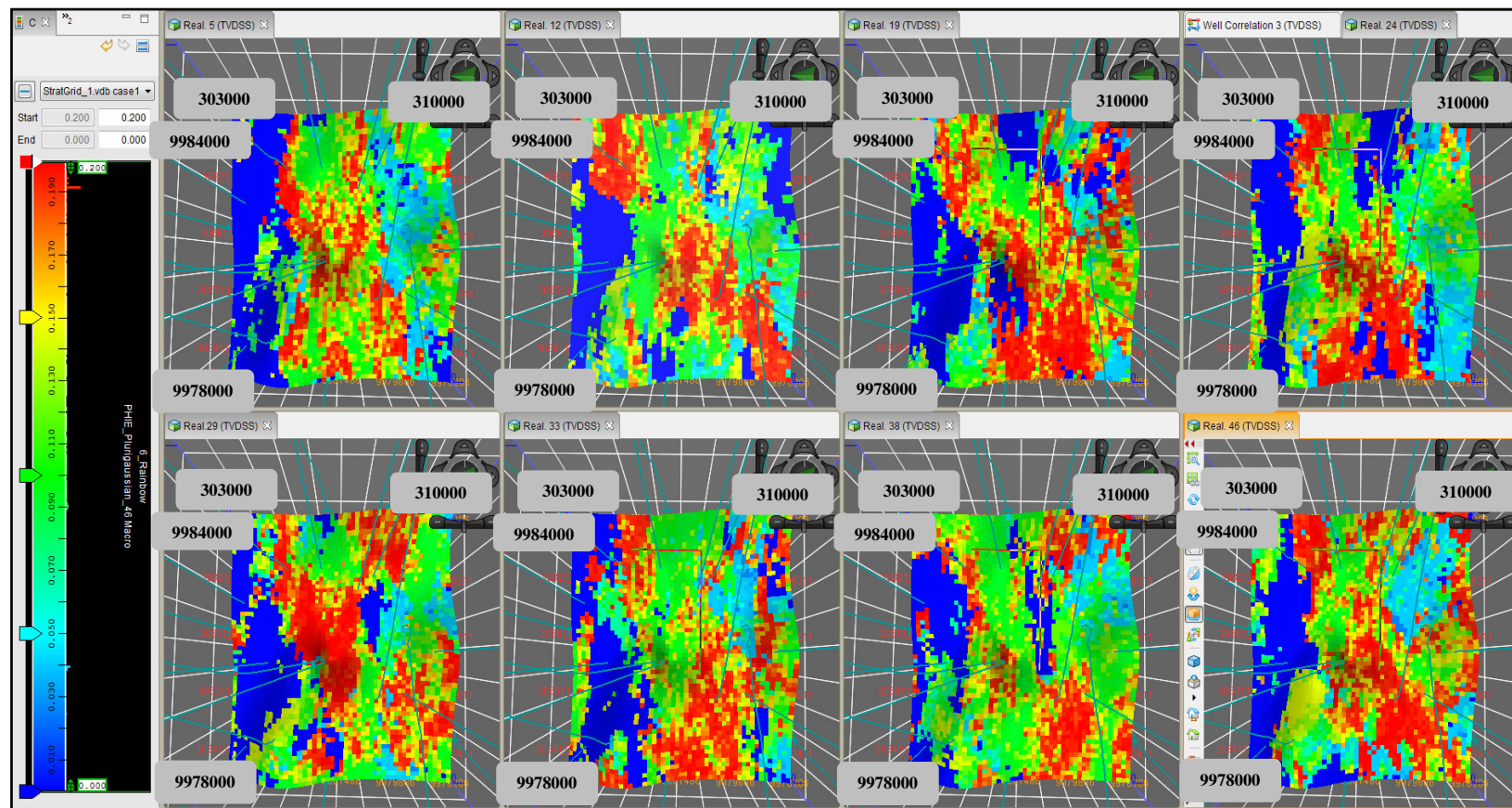


Figura 6.10. Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Superior – Capa 80

Vista general a un espesor de 40 pies (capa 80) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de porosidad desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de porosidad que llegan hasta 0,19, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience





*Figura 6.11. Modelo de Porosidad Efectiva – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Inferior – Capa 150*

Vista general a un espesor de 75 pies (capa 150) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de porosidad desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de porosidad que llegan hasta 0,19, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

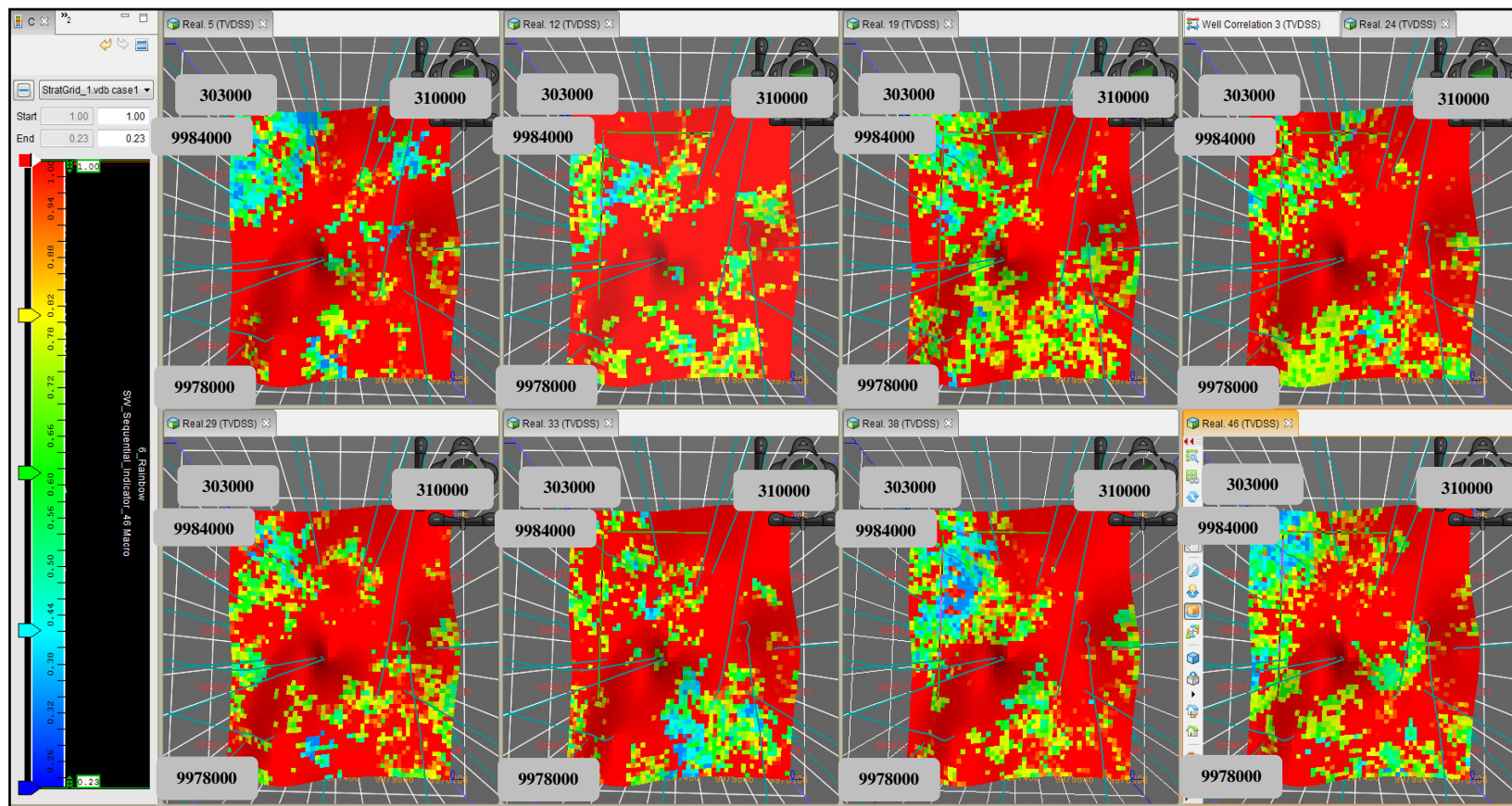
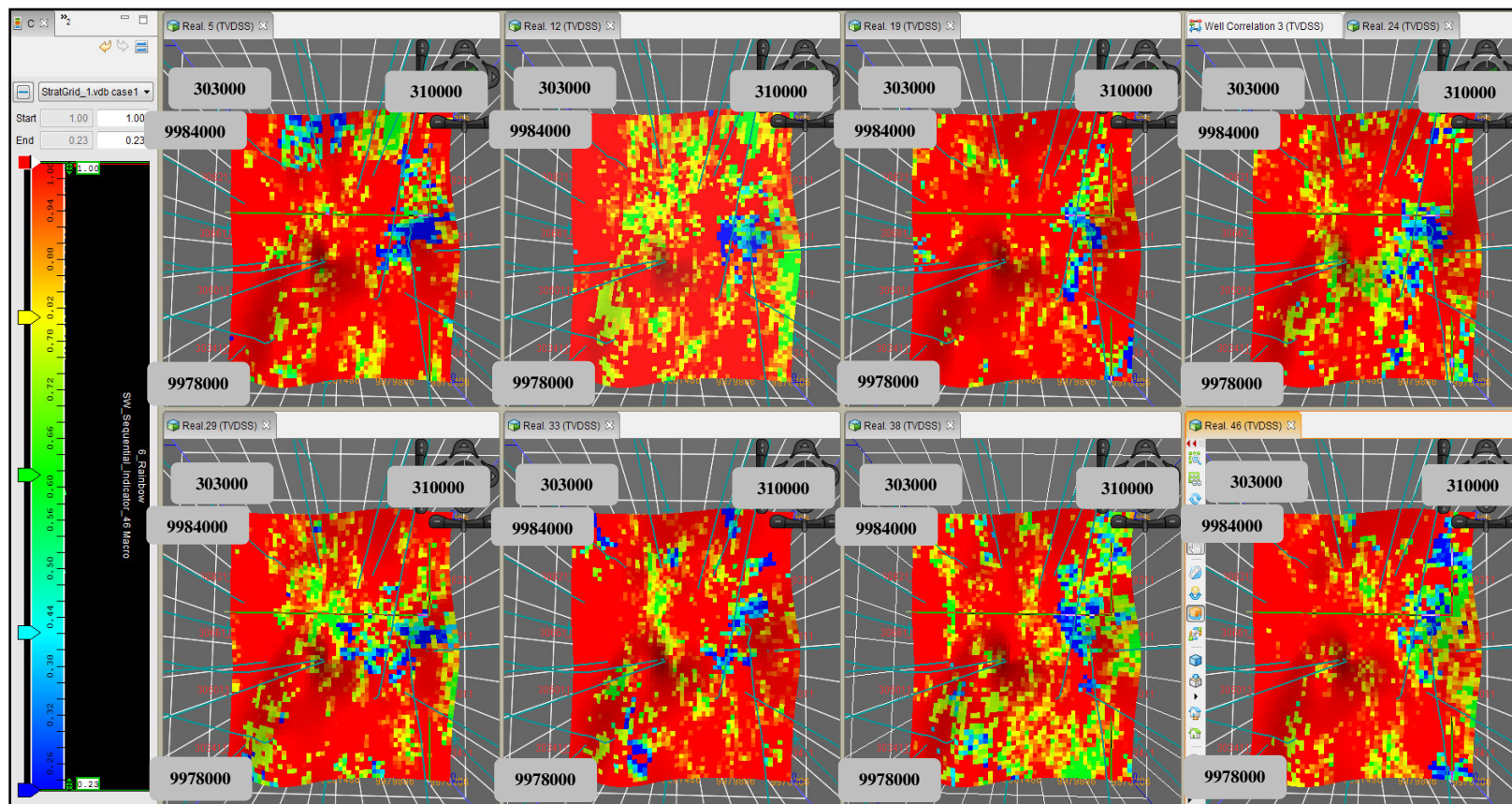


Figura 6.12. Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Superior – Capa 80

Vista general a un espesor de 40 pies (capa 80) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de saturación desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de saturación de agua que llegan hasta 1, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience





*Figura 6.13. Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Secuencial Indicador – Formación Hollín Inferior – Capa 150*

Vista general a un espesor de 75 pies (capa 150) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de saturación desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de saturación de agua que llegan hasta 1, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

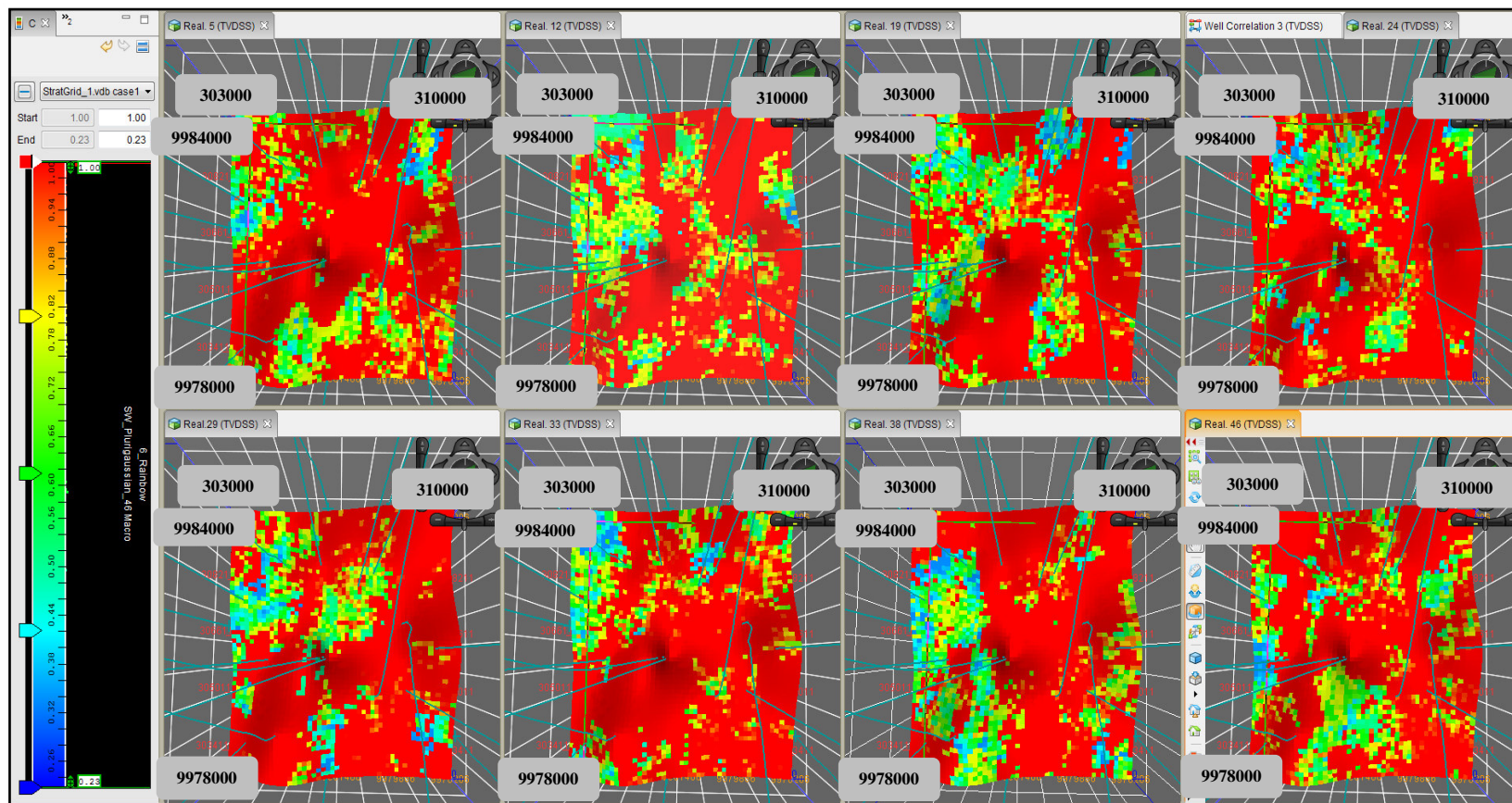
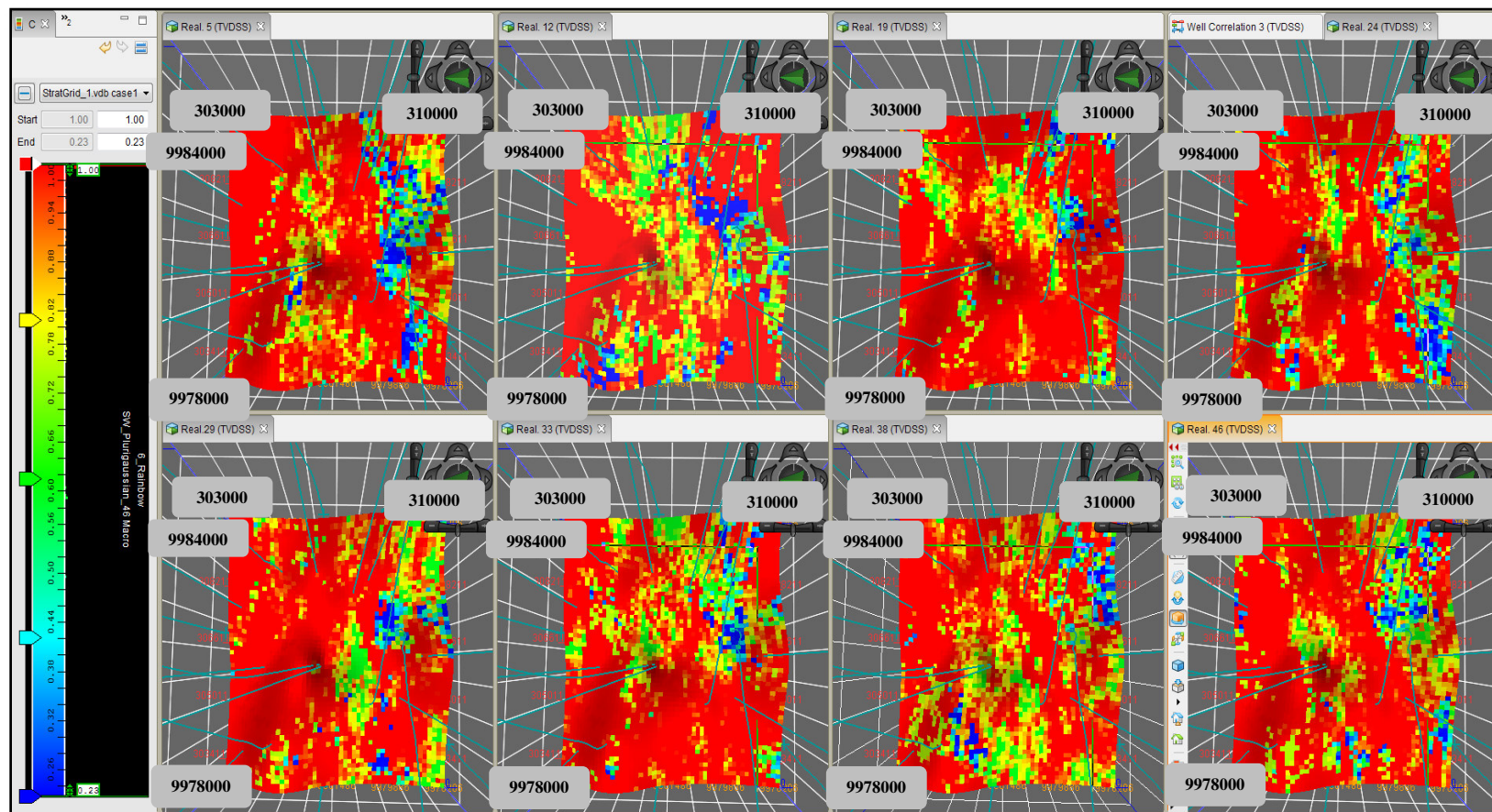


Figura 6.14. Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Superior – Capa 80

Vista general a un espesor de 40 pies (capa 80) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de saturación desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de saturación de agua que llegan hasta 1, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience





*Figura 6.15. Modelo de Saturación de Agua – Algoritmo Simulación Plurigaussiana – Formación Hollín Inferior – Capa 150*

Vista general a un espesor de 75 pies (capa 150) para varias realizaciones, en la parte izquierda se muestra la escala, de color azul están los valores de saturación desde cero, de rojo se muestran los valores más altos de saturación de agua que llegan hasta 1, y las cuatro figuras de izquierda a derecha de la parte superior representan a las realizaciones 5, 12, 19 y 24 respectivamente, en la parte inferior de izquierda a derecha las realizaciones 29, 33, 38 y 45.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

#### 6.1.4. Cálculo de POES

Para conocer la cantidad de barriles de crudo en el reservorio se puede calcular el POES utilizando los modelos de porosidad y saturación de agua creados, además se añaden otros parámetros como el factor volumétrico de petróleo ( $\beta_o$ ) que para el caso de este campo corresponde a 1.1 y el net to gross que representa el espesor neto de cada formación productora, se aclara además que la ecuación a emplear en este modelo volumétrico se hace con la ecuación 3.8 explicado en el capítulo anterior.

Estos parámetros permiten crear en “Decision Space Geoscience” modelos volumétricos de la formación, donde se muestran resultados de STOOIP (“Stock Tank Original Oil In Place”) de las 50 realizaciones creadas como se muestran a continuación, cabe resaltar que tuvo que realizarse para los dos modelos de facies creados, tanto para el modelo con el algoritmo de simulación secuencial indicador como para el de simulación plurigaussiana. Estos resultados de POES con el Algoritmo de Simulación Secuencial Indicador se muestran en la Tabla 6.1 y para el Algoritmo de Simulación Plurigaussiana en la Tabla 6.2:

*Tabla 6.1.* Resultados de POES con el Algoritmo de Simulación Secuencial Indicador

**Fuente:** Decision Space Geoscience

Realización	STOOIP (Interv. 1)	STOOIP (Interv. 2)
1	3'348900	3'519800
2	2'655140	3'146910
3	2'639460	3'179280
4	2'584490	3'129440
5	2'497960	3'122950
6	2'495450	3'162000
7	2'523840	3'137000
8	2'526480	3'035160

9	2'587680	3'201190
10	2'521780	3'097380
11	2'581660	3'128740
12	2'562850	3'120410
13	2'520520	3'224680
14	2'583940	3'102640
15	2'555300	3'150300
16	2'576990	3'192600
17	2'601300	3'160240
18	2'509180	3'150430
19	2'493800	3'166300
20	2'467060	3'184000
21	2'577010	3'153240
22	2'552300	3'185350
23	2'540570	3'153240
24	2'592430	3'068510
25	2'610240	3'243200
26	2'581940	3'107100
27	2'453830	3'134330
28	2'577520	3'193690
29	2'526230	3'142240
30	2'638370	3'217060
31	2'466570	3'098410
32	2'567690	3'148700
33	2'549410	3'136060
34	2'553860	3'212360
35	2'551180	3'168740
36	2'540750	3'115910
37	2'472620	3'063110

38	2'471570	3'071160
39	2'642340	3'121690
40	2'544920	3'055320
41	2'640540	3'117010
42	2'623810	3'104330
43	2'551290	3'163110
44	2'546810	3'159200
45	2'509000	3'105300
46	2'526780	3'145390
47	2'527610	3'145420
48	2'618250	3'168400
49	2'583530	3'097550
50	2'556380	3'093950

*Tabla 6.2.* Resultados de POES con el Algoritmo de Simulación Plurigaussiana

**Fuente:** Decision Space Geoscience

<b>Realización</b>	<b>STOOIP (Interv. 1)</b>	<b>STOOIP (Interv. 2)</b>
1	3'640280	3'554010
2	2'620560	3'182470
3	2'623740	3'144250
4	2'738090	3'213250
5	2'604730	3'155330
6	2'647440	3'213140
7	2'874120	3'199060
8	2'680630	3'118110
9	2'660830	3'107400
10	2'660000	3'164690
11	2'682900	3'148450

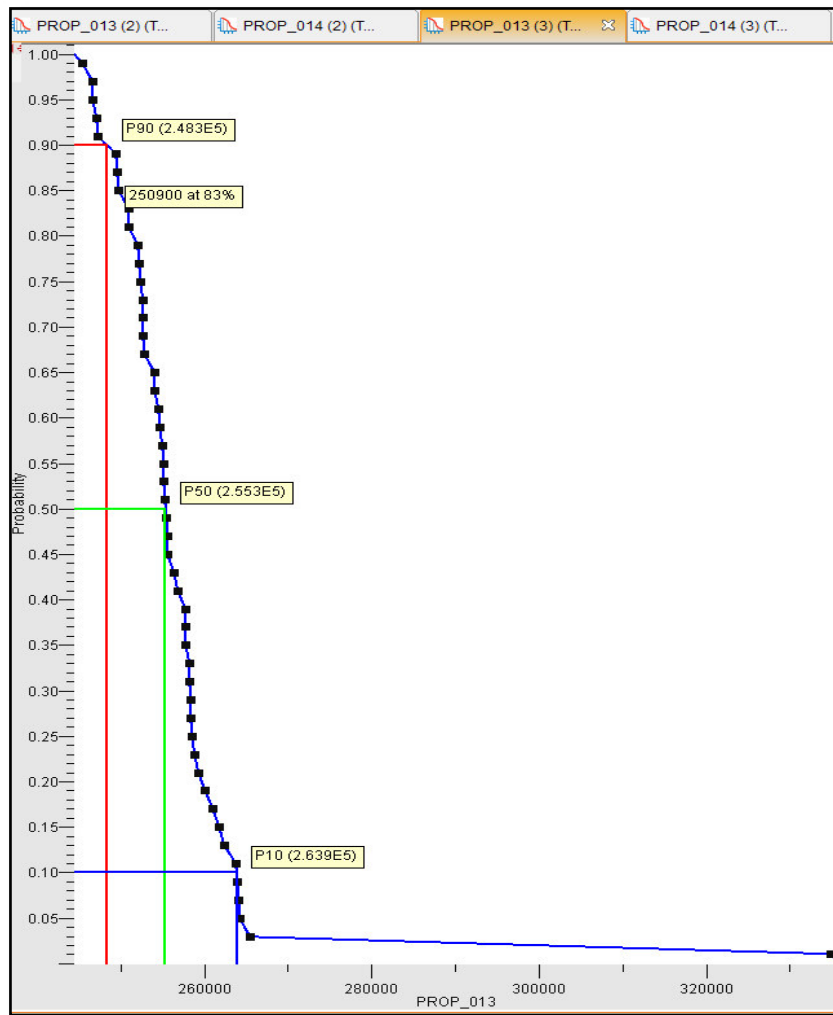


12	2'707010	3'229350
13	2'679420	3'179270
14	2'660030	3'196430
15	2'597100	3'126580
16	2'751280	3'214170
17	2'611970	3'224750
18	2'726100	3'164220
19	2'686770	3'135120
20	2'703620	3'103940
21	2'696420	3'142820
22	2'680680	3'102240
23	2'726990	3'130230
24	2'788920	3'165480
25	2'710090	3'104670
26	2'641020	3'155180
27	2'600570	3'201300
28	2'742570	3'085700
29	2'643860	3'183140
30	2'610620	3'105720
31	2'781550	3'208540
32	2'673930	3'163535
33	2'643810	3'204470
34	2'628130	3'155590
35	2'558300	3'127350
36	2'748260	3'153360
37	2'647300	3'155910
38	2'622800	3'105500
39	2'623900	3'224930
40	2'663810	3'049250

41	2'782350	3'176630
42	2'739710	3'116460
43	2'735870	3'213700
44	2'756650	3'162900
45	2'877160	3'130700
46	2'711560	3'185870
47	2'659770	3'168570
48	2'633220	3'105860
49	2'666280	3'176270
50	2'741710	3'212190

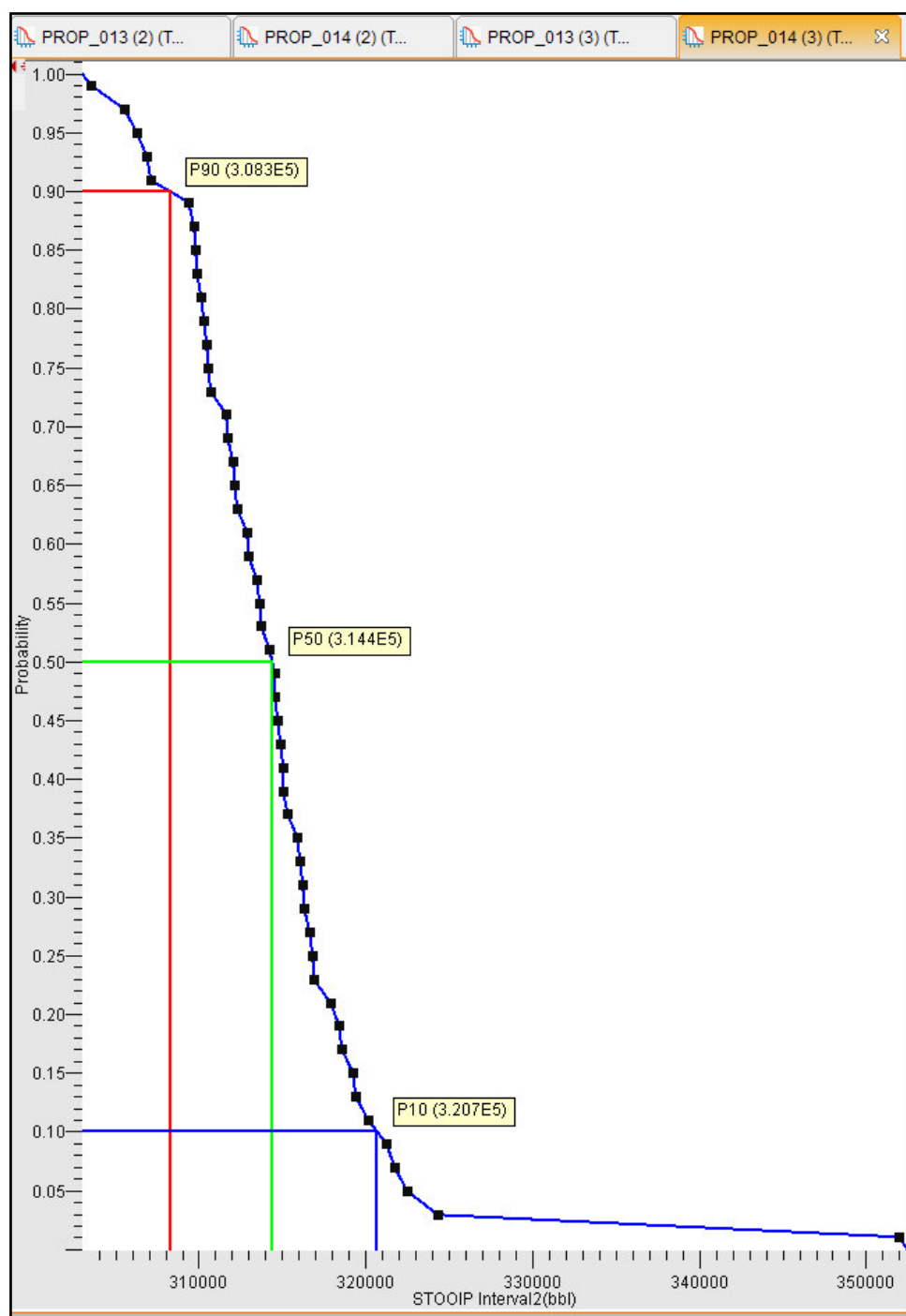
#### **6.1.5. Determinación de la Mejor Realización**

La mejor realización se determina tomando en consideración el índice de probabilidad, es decir las realizaciones más cercanas al P50, en las Figuras 6.16, 6.17, 6.18 y 6.19 se presentan gráficas de ranqueo de todas las realizaciones del P10 al P90 de cada unidad productora y de cada método algorítmico propuesto.



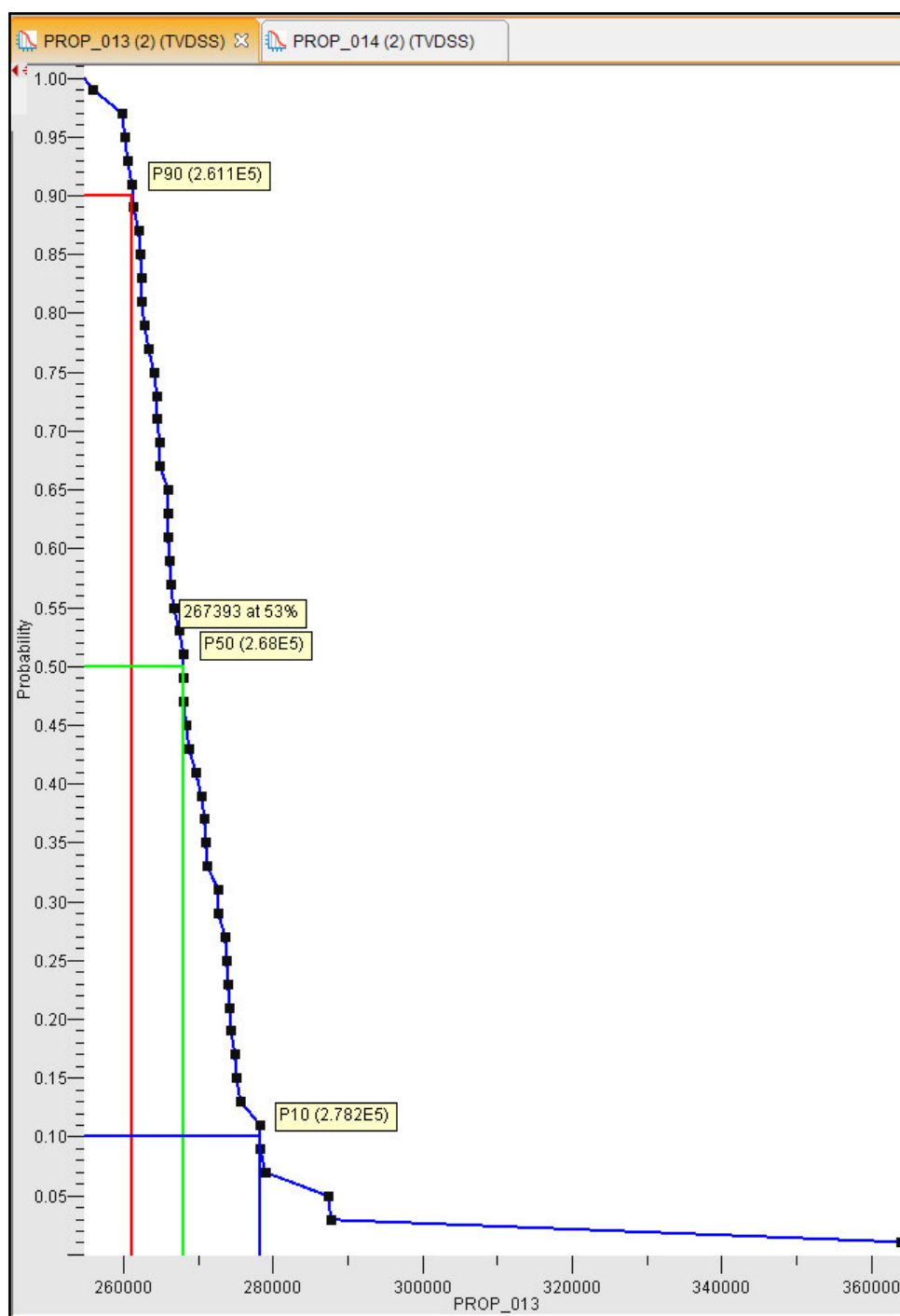
*Figura 6.16.* Ranqueo de resultados –Formación Hollín Superior – Simulación Secuencial Indicador  
 En el eje X se encuentran los valores de POES (bbls) y en el eje Y el porcentaje de probabilidad resultante, los puntos negros en la gráfica representan cada una de las 50 realizaciones la línea roja muestra las realizaciones cercanas al P90, la verde al P50 y la azul al P10.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



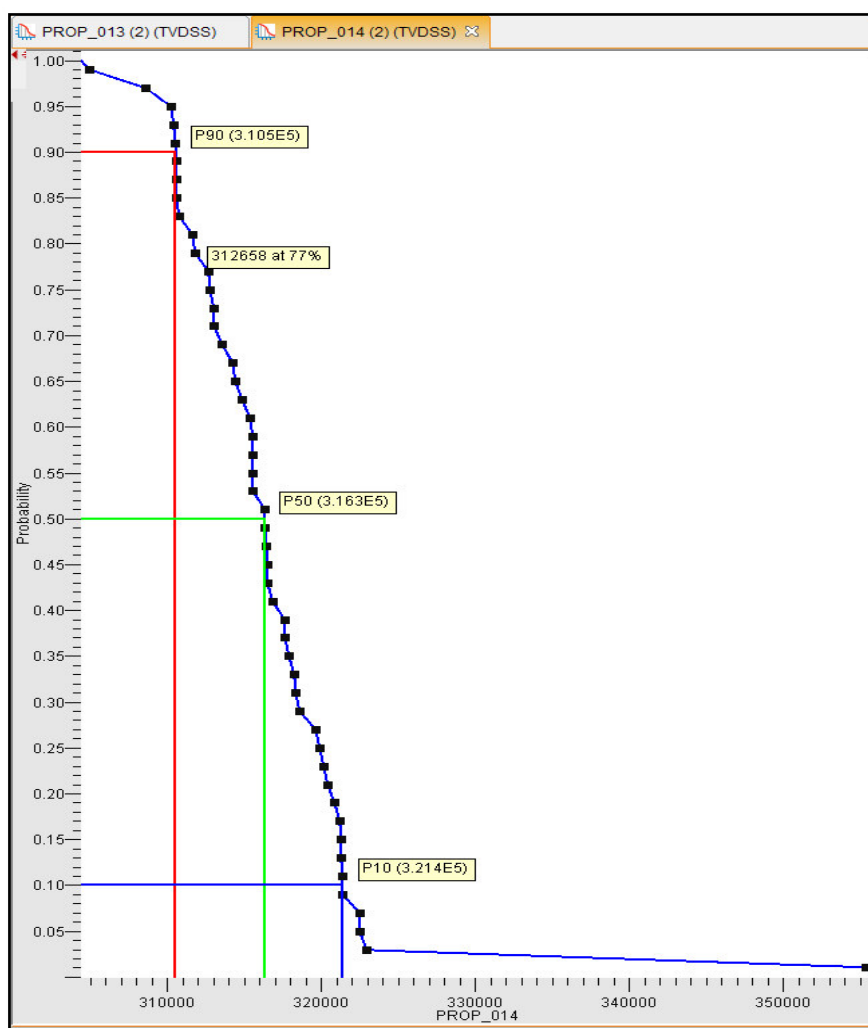
**Figura 6.17.** Ranqueo de resultados – Formación Hollín Inferior – Simulación Secuencial Indicador  
 En el eje X se encuentran los valores de POES (bbls) y en el eje Y el porcentaje de probabilidad resultante, los puntos negros en la gráfica representan cada una de las 50 realizaciones la línea roja muestra las realizaciones cercanas al P90, la verde al P50 y la azul al P10.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 6.18.* Ranqueo de resultados –Formación Hollín Superior – Simulación Plurigaussiana  
 En el eje X se encuentran los valores de POES (bbls) y en el eje Y el porcentaje de probabilidad  
 resultante, los puntos negros en la gráfica representan cada una de las 50 realizaciones la línea roja  
 muestra las realizaciones cercanas al P90, la verde al P50 y la azul al P10.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



**Figura 6.19.** Ranqueo de resultados – Formación Hollín Inferior – Simulación Plurigaussiana  
 En el eje X se encuentran los valores de POES (bbls) y en el eje Y el porcentaje de probabilidad resultante, los puntos negros en la gráfica representan cada una de las 50 realizaciones la línea roja muestra las realizaciones cercanas al P90, la verde al P50 y la azul al P10.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

Los resultados mostrados en el cálculo de POES y las gráficas construidas en esta sección, son utilizados para seleccionar las 10 mejores realizaciones de cada algoritmo y de cada formación productora, lo que sirve para escoger los resultados finales y seleccionar el algoritmo que reprodujo (modeló) de mejor manera el yacimiento. En la Tabla 6.3 que se muestra a continuación se observan los valores seleccionados más cercanos al P50.

Tabla 6.3. Visualización de las 10 mejores realizaciones por algoritmos e intervalos

Algoritmo Simulación Indicador Secuencial					
Formación Hollín Superior			Formación Hollín Inferior		
Real.	POES (bbl)	Probabilidad	Real.	POES (bbl)	Probabilidad
22	2'552300	51%	29	3'142240	51%
43	2'551290	53%	7	3'137000	53%
35	2'551180	55%	33	3'136060	55%
33	2'549410	57%	27	3'134330	57%
44	2'546810	59%	4	3'129440	59%
34	2'553860	49%	46	3'145390	49%
15	2'555300	47%	47	3'145420	47%
50	2'556380	45%	2	3'146910	45%
12	2'562850	43%	32	3'148700	43%
32	2'567690	41%	15	3'150300	41%
Algoritmo Simulación Plurigaussiana					
Formación Hollín Superior			Formación Hollín Inferior		
Real.	POES (bbl)	Probabilidad	Real.	POES (bbl)	Probabilidad
13	2'679420	51%	44	3'162900	51%
32	2'673930	53%	37	3'155910	53%
49	2'666280	55%	34	3'155590	55%
40	2'663810	57%	5	3'155330	57%
9	2'660830	59%	26	3'155180	59%
8	2'680630	49%	32	3'163530	49%
18	2'680680	47%	23	3'164220	47%
11	2'682900	45%	10	3'164690	45%
19	2'686770	43%	24	3'165480	43%
21	2'696420	41%	47	3'168570	41%

## **6.2. Discusión**

En esta sección se muestran los mejores resultados obtenidos para verificar los algoritmos creados y seleccionar la mejor realización y el algoritmo que reprodujo de mejor manera los registros litológicos y petrofísicos de campo.

Las comparaciones de modelos creados se pueden realizar realizan de varias maneras, existen registros que se pueden comparar simplemente de manera visual, en otros casos se tiene que verificar los valores que se obtuvo en cada celda geoestadístico con los valores originales del registro que se está evaluando. En este caso se aplica verificando el valor celda por celda, pero en las Figuras desde la 6.20 a 6.29 se puede apreciar de manera visual las mejores realizaciones.

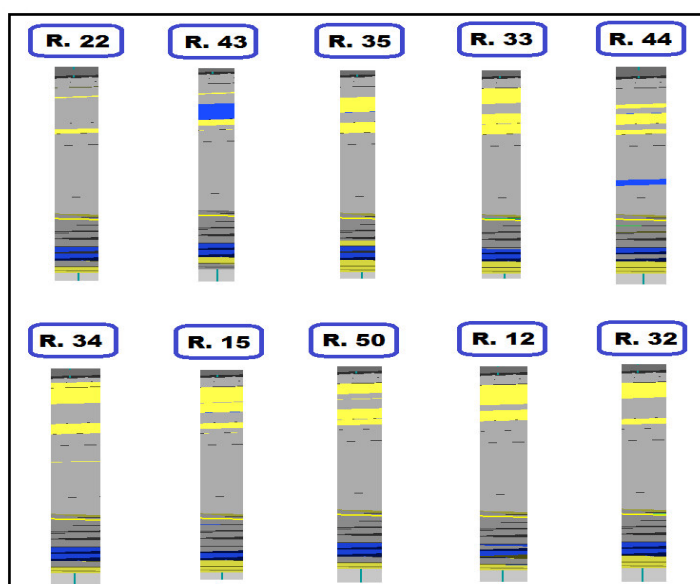
### **6.2.1. Comparación entre los algoritmos Secuencial Indicador y Plurigaussiano**

Para escoger los resultados finales se realiza una comparación (visual y de la información de los registros litológicos y petrofísicos) entre los algoritmos utilizados en este trabajo, se comparan los resultados de los modelos del pozo que no tiene información de los modelos que se crearon (POZO-014) con los registros eléctricos y litología que si posee este pozo, y con cada una de las 10 realizaciones seleccionadas en la sección anterior que quedaron como las más probables utilizando cada modelo de facies y propiedades petrofísicas creadas.

#### **6.2.1.1. Comparación del Modelo de Facies**

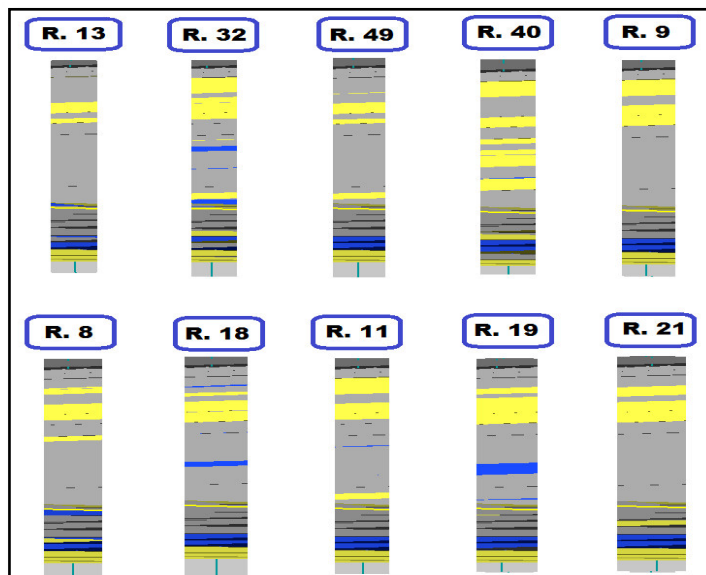
Las Figuras 6.20 y 6.21 muestran las mejores 10 realizaciones de cada modelo de facies creado para el intervalo 1 (Formación Hollín Superior); comparando con el registro de litología o de facies que se tenía inicialmente en el POZO-014 se observa que el modelo matemático o algoritmo de interpolación de facies que mejor reprodujo este pozo es el de Simulación Plurigaussiana (Realización 40) como se observa en la Figura 6.22.





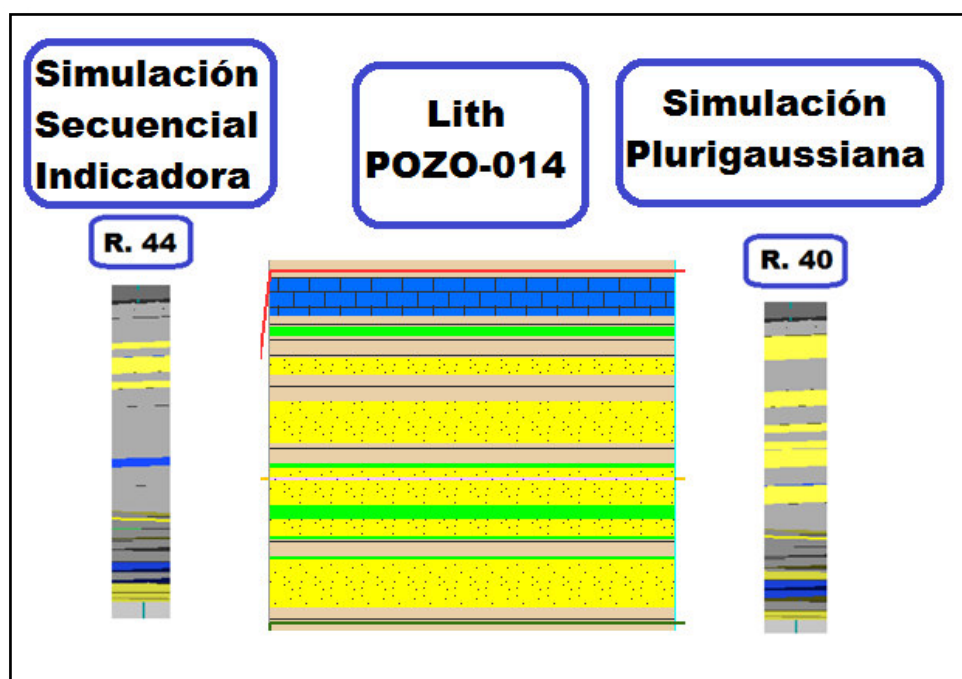
*Figura 6.20.* Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación del indicador secuencial – Intervalo 1  
Vista de un corte de la malla geoestadística para observar el modelo de facies generado, la ubicación del corte es el POZO-014 en la formación Hollín Superior y se muestran las 10 mejores realizaciones que más se aproximaron al P50.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 6.21.* Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación Plurigaussiana – Intervalo 1  
Vista de un corte de la malla geoestadística para observar el modelo de facies generado, la ubicación del corte es el POZO-014 en la formación Hollín Superior y se muestran las 10 mejores realizaciones que más se aproximaron al P50.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

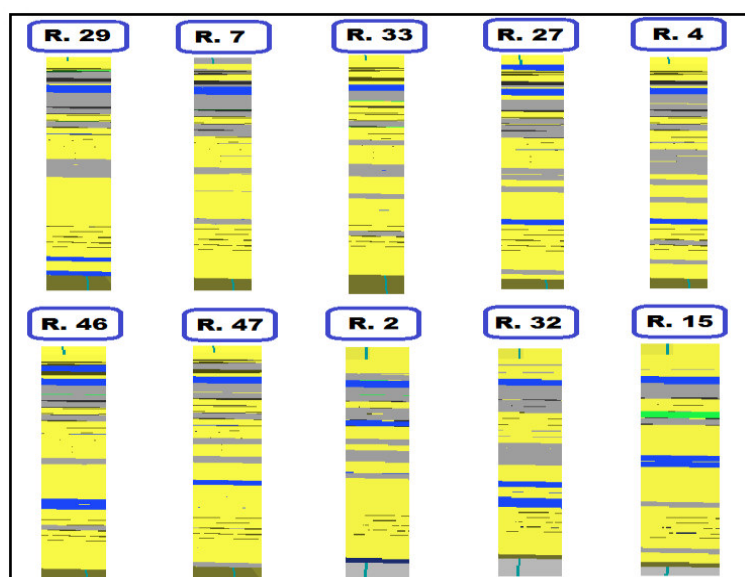


*Figura 6.22.* Comparación de la mejor realización de la Formación Hollín Superior  
La comparación de resultados celda por celda arrojó que la mejor realización para el algoritmo secuencial indicador es la 44 (izquierda) y para el plurigaussiano (derecha) la 40. En el centro se presenta la vista de la litología general del POZO-014 de la formación Hollín Superior.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

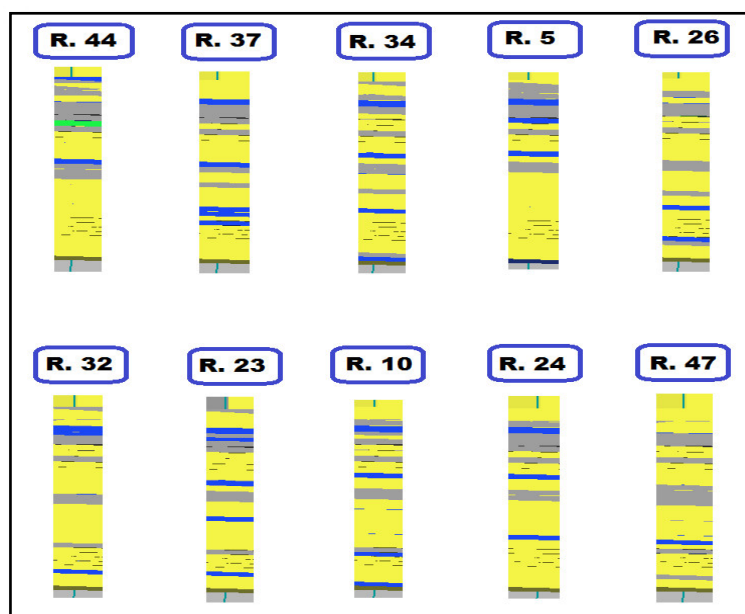
De igual manera se realiza la comparación en la Formación Hollín Inferior de los dos modelos matemáticos donde reprodujo mejor la formación en el POZO-014 el algoritmo de Simulación Plurigaussiana tal como lo muestran las gráficas a continuación.

Las Figuras 6.23 y 6.24 presentan la reproducción de las realizaciones en el POZO-014 utilizando el algoritmo de Simulación Secuencial Indicador y la Plurigaussiana del intervalo 2 (Formación Hollín Inferior), donde comparando con la litología original del pozo en análisis se observa mejor reproducción de realizaciones en los modelos con Simulación Plurigaussiana (Realización 47) tal como se presenta en la Figura 6.25.



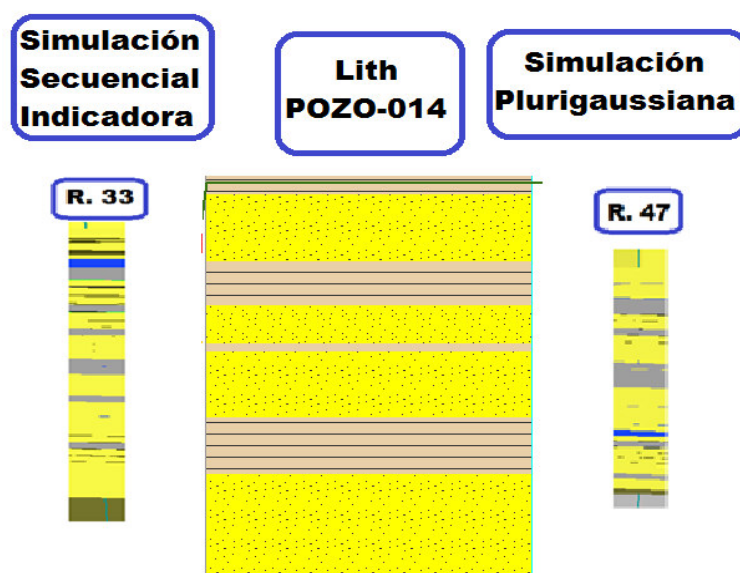
*Figura 6.23.* Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación Secuencial Indicador – Intervalo 2  
Vista de un corte de la malla geoestadística para observar el modelo de facies generado, la ubicación del corte es el POZO-014 en la formación Hollín Inferior y se muestran las 10 mejores realizaciones que más se aproximaron al P50.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 6.24.* Mejores Realizaciones del Modelo de Simulación Plurigaussiana – Intervalo 2  
Vista de un corte de la malla geoestadística para observar el modelo de facies generado, la ubicación del corte es el POZO-014 en la formación Hollín Inferior y se muestran las 10 mejores realizaciones que más se aproximaron al P50.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 6.25.* Comparación de la mejor realización de la Formación Hollín Inferior. La comparación de resultados celda por celda arrojó que la mejor realización para el algoritmo secuencial indicador es la 33 (izquierda) y para el plurigaussiano (derecha) la 47. En el centro se presenta la vista de la litología general del POZO-014 de la formación Hollín Inferior.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

#### 6.2.1.2. Comparación del Modelo de Porosidad Efectiva

Los modelos de porosidad efectiva (PHIE) están condicionados a los modelos de facies realizados, por lo tanto, las realizaciones escogidas serán las mismas que se compararon anteriormente, las Figuras 6.26 y 6.27 muestran la reproducción de la Porosidad en el POZO-014 en los dos intervalos productores.

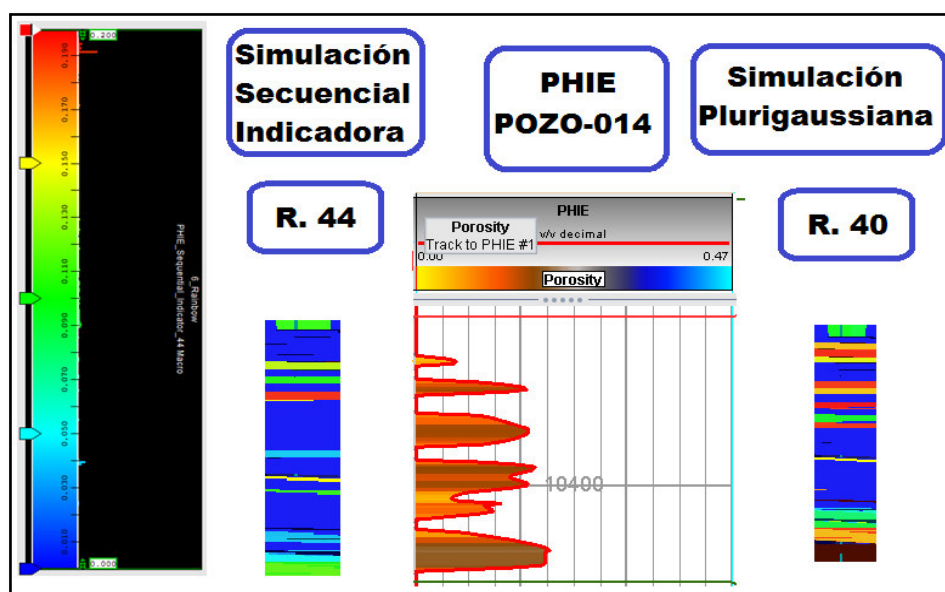


Figura 6.26. Comparación de la mejor realización de PHIE – Formación Hollín Superior  
A la izquierda se presenta la escala de porosidad en colores, desde 0 (azul) porosidades más bajas, a rojo (0.19) las más altas, las mejores realizaciones según el modelo de facies y en la parte central el registro original de Porosidad Efectiva en la formación Hollín Superior.

Fuente: Decision Space Geoscience

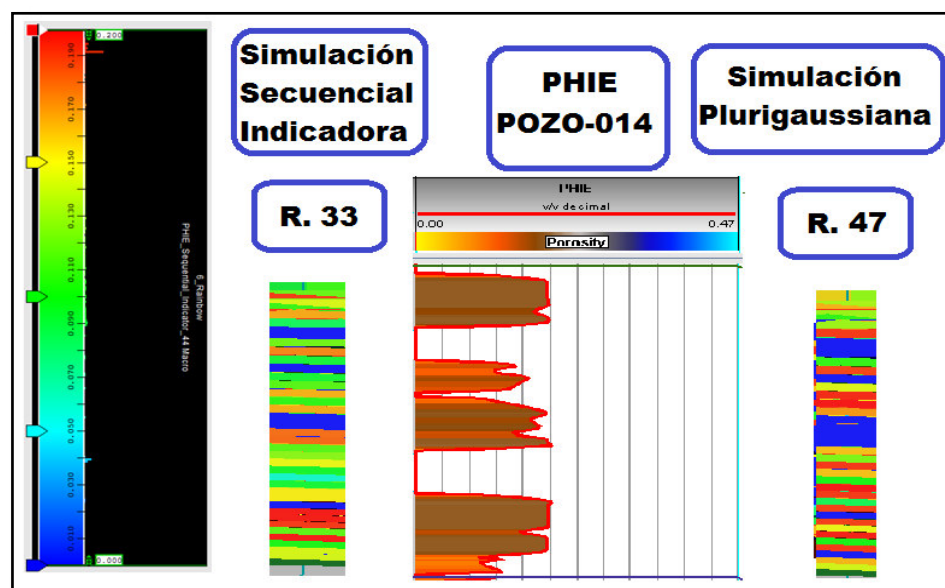
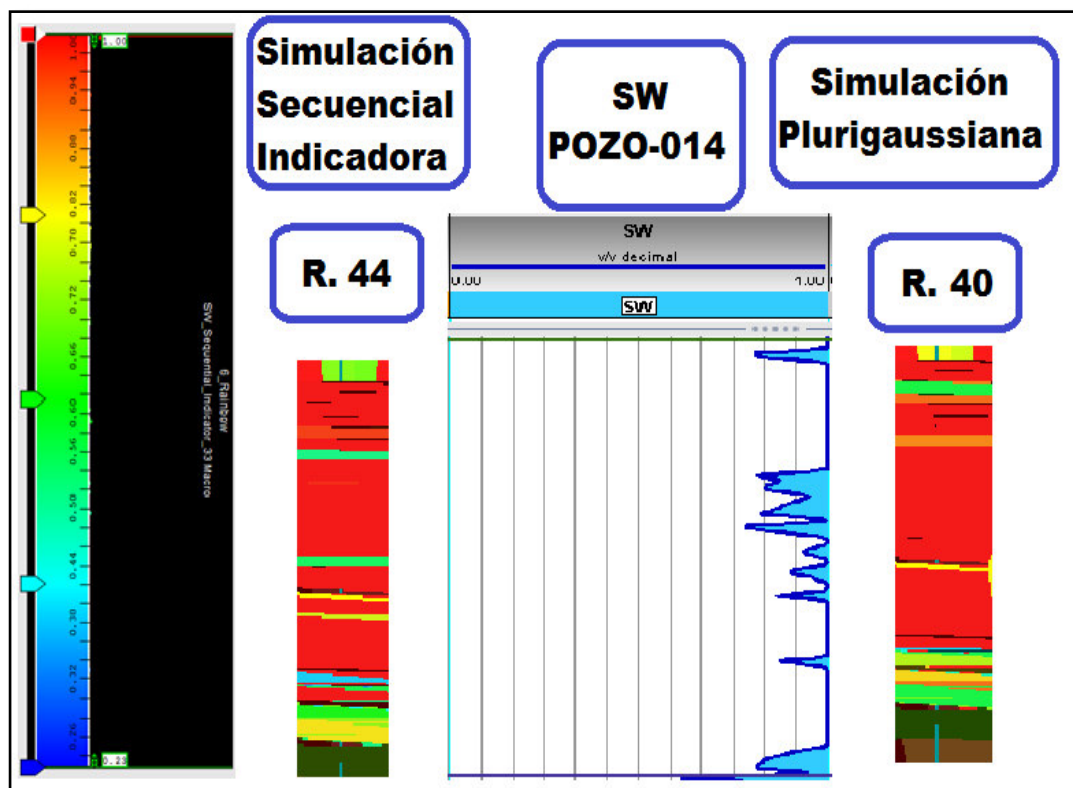


Figura 6.27. Comparación de la mejor realización de PHIE – Formación Hollín Inferior  
A la izquierda se presenta la escala de porosidad en colores, desde 0 (azul) porosidades más bajas, a rojo (0.19) las más altas, las mejores realizaciones según el modelo de facies y en la parte central el registro original de Porosidad Efectiva en la formación Hollín Inferior.

Fuente: Decision Space Geoscience

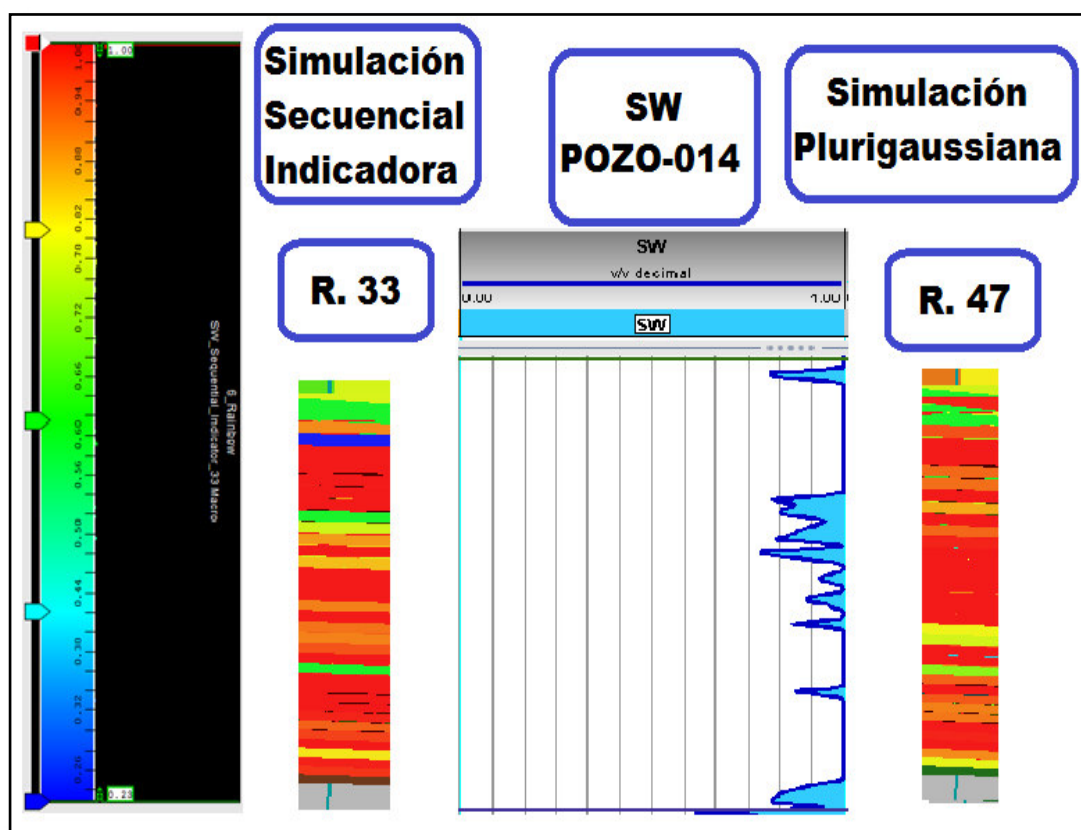
### 6.2.1.3. Comparación del Modelo de Saturación de Agua

Al igual que el modelo de PHIE, el modelo de saturación de agua (SW) fue creado condicionado a facies, por lo tanto, los resultados obtenidos de las reproducciones de las realizaciones son los mismos tal y como se muestra en las Figuras 6.28 y 6.29.



*Figura 6.28.* Comparación de la mejor realización de Sw – Formación Hollín Superior  
A la izquierda se presenta la escala de saturación de agua en colores, desde 0 (azul) valores más bajos, a rojo (1) los más altos, las mejores realizaciones según el modelo de facies y en la parte central el registro original de Saturación de Agua en la formación Hollín Superior.

**Fuente:** Decision Space Geoscience



*Figura 6.29.* Comparación de la mejor realización de Sw – Formación Hollín Inferior  
A la izquierda se presenta la escala de saturación de agua en colores, desde 0 (azul) valores más bajos, a rojo (1) los más altos, las mejores realizaciones según el modelo de facies y en la parte central el registro original de Saturación de Agua en la formación Hollín Inferior.

**Fuente:** Decision Space Geoscience

## 6.2.2. Resultados Finales

Los resultados totales de POES en la formación Hollín del Campo Oriente se muestran en la Tabla 6.4.

*Tabla 6.4.* Resultados totales de POES del Campo Oriente

Algoritmo	Realización	Intervalo	POES (Bbls)
Plurigaussiano	40	Hollín Superior	2'663810
Plurigaussiano	47	Hollín Inferior	3'168570
<b>TOTAL:</b>			5'832380

### 6.3. Validación de Resultados

El área estudiada consistente en una pequeña zona de la Amazonía ecuatoriana fue de 32'400,000 pie<sup>2</sup> o 743,8 Acres definidos en la malla geoestadística demarcado a través del polígono creado, la formación Hollín al no ser de mucho interés comercial debido a la invasión de agua, no presenta estudios previos donde se puedan verificar o comparar los resultados obtenidos; sin embargo, en trabajos de (Baby et. al. 1998) discute mucho sobre esta formación, mencionando en varios campos de la cuenca Oriente, por lo que se puede asegurar que los valores obtenidos están acordes a la realidad de esta formación.

Para la formación Hollín Superior (60.48 pies de espesor) en la región estudiada (743.8 Acres) se obtuvo un modelo volumétrico (POES) de 44985.12 Acre.pie en el que se puede producir un estimado de 2'663810 barriles de petróleo netos según el resultado obtenido.

Mientras que la formación Hollín Inferior (70.56 pies de espesor) en la misma región analizada (743.8 Acres) reprodujo un modelo volumétrico (POES) de 52482.52 Acre.pie donde se puede obtener del subsuelo 3'168570 barriles de petróleo de reservas probadas.

En general la Formación Hollín en su conjunto (131.04 pies de espesor promedio) en la región estudiada comprendida por 743.8 Acres generó modelos volumétricos (POES) de 97467.55 Acre.pie donde se puede producir 5'832380 barriles de petróleo in situ.



## CONCLUSIONES

Los modelos físicos – matemáticos propuestos en este estudio representan la realidad del yacimiento del Campo Oriente, (campo sintético creado utilizando una pequeña región de los campos de la cuenca Oriente). Se utilizó información de 19 pozos para realizar el presente trabajo el cual contó con datos de “surveys”, coordenadas de pozos, registros eléctricos, topes de las formaciones, facies sedimentarias e información adicional.

El software “Decision Space Geoscience” (DSG) fue la interfaz que se utilizó para la construcción de los modelos matemáticos, registros de propiedades petrofísicas y donde se cargó toda la información disponible para la creación de esta base de datos.

El estudio de la correlación estratigráfica según los rasgos estructurales del campo estudiado permitió definir cuatro litotipos presentes en la formación: arenisca, glauconita, caliza y lutita lo que generó las gráficas de las secciones estratigráficas del Campo Oriente y la correlación en los 19 pozos evaluados; debido a que no había presencia de fallas estructurales no fue necesario realizar un análisis de secciones sísmicas.

El Modelamiento Petrofísico realizado para el Campo Oriente genera como curvas “output” (resultados) volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad, los cuales son utilizados para generar el modelo geoestadístico del complejo en las unidades de interés (yacimiento), así como para calcular los volúmenes de hidrocarburos e identificar nuevas oportunidades en el área de estudio, de acuerdo a las Curva de volumen de arcilla (Vsh, fracción), Curva de porosidad Efectiva (PHIE, fracción), Curva de permeabilidad horizontal (Kh, milidarcys), Curva de saturación de agua (SW, fracción).

La construcción de modelos matemáticos (geoestadísticos) se crearon tomando en cuenta los modelos sedimentológico, estratigráfico, estructural y petrofísico, los cuales sirvieron para validar la información del estudio y de los resultados de los modelos generados de acuerdo a la malla geoestadística creada para el Campo Oriente consta de 842.400 celdas distribuidos en: coordenada (número de celdas) X (60), Y (54) y Z (260), en la cual se determinó que la Formación Hollín Superior (intervalo 1) tiene un espesor de 60,4 pies y la Formación Hollín Inferior correspondiente al intervalo 2 un espesor de 70,5 pies, para los dos intervalos de interés se escogió un espesor de capas de 0.5 pies.

Para la elaboración del modelo de facies, se creó utilizando dos algoritmos de interpolación; el modelo de Simulación Plurigaussiana fue el que arrojó los resultados más parecidos a los registros eléctricos en la Formación Hollín Superior y Hollín Inferior; esto es debido a la información generada por los ambientes de depositación similares en cada estrato de formación.

Se construyó un modelo de alta definición que caracteriza las propiedades petrofísicas y litológicas del Campo, para poder usarse en el estudio de Simulación Dinámica y determinar el cálculo del POES en el Campo Oriente: para la Formación Hollín Superior es de 2'663810 bls, y para la Formación Hollín Inferior es de 3'168570 bls generando un total de 5'832380 bls, lo cual hace que este campo tenga un alto atractivo económico.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALMEIDA D., CÁRDENAS D., 2010. Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en base a su caracterización litológica. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito. Págs. 125
  
2. BABY P., RIVADENEIRA M., BERNAL., CHRISTOPHOUL F., DÁVILA C., GÁLARRAGA M., MAROCCO R., VALDEZ A., VEGA. J., & BARRAGÁN R., 1998. Structural style and Timing of hydrocarbon entrapments in the Ecuadorian Oriente Basin. MPG convention, Rio de Janeiro: 464-465.
  
3. BALDOCK J. W., 1982. Geología del Ecuador: Boletín de la explicación del Mapa Geológico de la República del Ecuador, Esc. 1: 1,000,000. Min. Rec. Nat. Energ., Quito, 10, Quito.
  
4. BAQUE R., 2015. “Construcción del Modelo Estático de un Campo Implementando técnicas de Modelamiento Geoestadístico en Decision Space Geoscience”. Tesis de Grado. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Págs. 138.
  
5. CAMERON K., & HUNTER P., 2002. Using Spatial Models and Kriging Techniques to Optimize Long-Term Ground-Water Monitoring Networks: A Case Study. *Environmetrics* 13:629-59.
  
6. CANFIELD R. W., BONILLA G., ROBBINS R. K., 1982. Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente, A.A.P.G. Bull., 66, n° 8: 1076-1090.

7. CHANGO M., CERÓN G., 2009. Alternativas de producción mediante la simulación matemática de los yacimientos “U” y “T” del Campo Yuca. Tesis de Grado. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Quito. Págs. 233.
8. COLLAGUAZO V., 2012 – 2013. Elaboración de mapas estratigráficos a partir de la interpretación de datos de pozos en el Campo Pañacocha – Ecuador. Tesis de Grado. Facultad de Ciencias Geológicas. Universidad Complutense de Madrid. Págs. 120
9. DASHWOOD M., ABBOTS I., 1990. Aspects of the Petroleum geology of the Oriente Basin, Ecuador. In: Brooks J. Ed., Classic Petroleum Provinces, Geological Society Special Publication, n o SO: 89- 117.
10. DÍAZ M., CASAR R., 2004. GEOESTADÍSTICA APLICADA Publicación digital del Instituto Mexicano del Petróleo, 480 págs.
11. DÍAZ M., 2005. “Curso de Geoestadística”, Profesor Principal, Posgrado en Ciencias de la Tierra, Publicación digital del Instituto de Geofísica, UNAM, (febrero - junio, 2005)
12. DÍAZ M., CASAR R., MÉNDEZ J., 2009. La Geoestadística en la modelación de yacimientos petroleros. Publicación digital del Instituto Mexicano del Petróleo.
13. FAUCHER B., SAVOYAT E., 1973. Esquisse Géologique des Andes de l'Équateur. Revue de Geographie Phvsique et de Géologie Dvnamique, vol. XV, Fase. j -2: 115-142.

14. GANAN J., 2014. “Caracterización de un reservorio aplicando técnicas geoestadísticas para un campo del distrito Amazónico”. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito - Ecuador. Págs. 224.
15. GIRALDO R., 2002. Introducción a la Geoestadística: Teoría y aplicación. Publicación del Departamento de Estadística. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Bogotá. Págs. 94.
16. JAILLARD E., 1997. Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador: Petroproduccion-Orstom, 163 p.
17. JOURNEL A., 1989. “Fundamentals of Geostatistics in Five Lessons”. American Geophysical Union. Volumen 8. 1-57.
18. KELKAR M., PEREZ G., 2002. Applied Geoestistics for Reservoir Characterization. Academic Article. Society of Petroleum Engineers. Estados Unidos. Págs. 264.
19. KRIGE, D. G. (1960) “A statistical approach to some mine valuations and allied problems at the Witwatersrand.” M.S. Thesis. The University of Witwatersrand. South Africa: A statistical approach to some basic mine valuation problems on the Witwatersrand. J. Chem. Metall. Min. Soc. S. Afr., 52, 119.
20. LÓPEZ S., 2014. “Caracterización Petrofísica de Yacimientos Carbonatados basada en tipos de Roca.”. Tesis de Grado. México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Págs. 171

21. MATHERON G., 1965. Les variables généralisées et leur estimation. Une Application de la théorie des fonctions aléatoires aux Sciences de la Nature. Technical Report. Masson. París. et Cie, France. Págs. 305.
22. MIRANDA A., 2013. “Apuntes de Probabilidad, Procesos Aleatorios e Inferencia.” Publicación del Centro de Investigación en Computación. Instituto Politécnico Nacional. México. Págs. 83.
23. MIRANDA M. y CONDAL A., 2003. Importancia del análisis estadístico exploratorio en el proceso de interpolación espacial: caso de estudio Reserva Forestal Valdivia. Bosque, Vol. 24 N° 2, pp. 29-42
24. READING H., 1996. “Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy.” Blackwell Publishing Limited.
25. ROJAS C., 2011. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la zona c-formación mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Maestría Thesis, Universidad Nacional de Colombia. Págs. 171
26. SALAZAR L., 1999. “Nociones de geología para Ingeniería Civil”. Publicación digital de la Universidad Nacional de Colombia. Manizales. Págs. 208
27. TSCHOPP H. J., 1953. Oil explorations in the Oriente of Ecuador. A.A.P.G. bull., 37: 2303-2347.
28. VANMARCKE E., 1983. Random fields analysis and synthesis. The Massachusetts Institute of Technology Press, Cambridge, Massachusetts, USA. Págs. 372

29. VARGAS F., 2011. “Integración de métodos potenciales de alta resolución y sísmica migrada en profundidad, para la evaluación de posibles plays subsalinos en un área del golfo de México”. Tesis de Maestría. Universidad Autónoma de Nuevo León. Págs. 195.
30. VÉLIZ E., 2006. “Análisis espacial para medir el índice de infección de la sigatoka negra (*mycosphaerella fijiensis*) en una hacienda bananera en el último trimestre del año 2005”. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil – Ecuador. Págs. 145.
31. WASSON T., & SINCLAIR I., 1927. Geological explorations east of the Andes in Ecuador. AAPG Bull., 11: 1253-1281.
32. WBERTH J., 2014. Procesos Marinos y Costeros. Publicación Digital de la Universidad de La Guajira
33. WEBSTER R., & OLIVER M. A., 2007. “Geostatistics for environmental scientists”. Statistics in Practice. Editorial: John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England. 1-298.
34. WHITE H., BARRAGÁN R., 1997. Reservoir Characterization of the Napo Formation, Oriente Basin, Ecuador. Part 11: Napo T Sandstone. Unpublished Report, Oryx Energy Company.

## ANEXOS

### Anexo 1: Acta de Licencia de Halliburton

#### HALLIBURTON

##### TERMINOS Y CONDICIONES GENERALES ACUERDO DE SUBVENCIÓN UNIVERSITARIA

Una vez recibida la aceptación de la Cotización que se encuentra en estos Términos y Condiciones (el "Acuerdo"), Halliburton otorgará al Cliente una licencia por tiempo limitado para utilizar el Software descrito en la Cotización adjunta, estando sujeto a cumplir con los siguientes términos y condiciones. Tanto el Cliente como Halliburton pueden ser referenciados individualmente como "Parte" y en forma colectiva como "Las Partes".

#### 1. DEFINICIONES.

- 1.1 "Halliburton" abarca Halliburton Worldwide GmbH y sus Filiales. El término Filial es utilizado con respecto a Halliburton y esto puede significar: a) Halliburton Energy Services, Inc., su empresa matriz; o b) cualquier entidad controlada legalmente de forma directa o indirecta o en control común con Halliburton como se encuentra identificada en la Cotización.
- 1.2 "Tarifas" se entenderá como las tasas por licenciamiento u otros cargos establecidos en la Cotización.
- 1.3 "Cliente" es la entidad identificada como el cliente en la Cotización.
- 1.4 "Cotización" es el documento que detalla la lista de Productos de Software que hacen referencia en el Acuerdo.
- 1.5 "Software" es el software y la documentación listados en la Cotización. Cuando se haga referencia a un tipo de Software específico se aplicará el término "Producto de Software".
- 1.6 "Software" se entenderá como todo el software identificado en la Cotización y las Actualizaciones de Software entregadas por Halliburton al Cliente, a más de manuales de usuario y otra documentación del Software y cualquier sistema o software utilitario no identificado específicamente. Cuando se haga referencia a un tipo de Software específico se aplicará el término "Producto de Software".
- 1.7 "Servicios de Soporte y Mantenimiento de Software" se entenderá como los servicios de mantenimiento y soporte brindados por Halliburton en conformidad con este Acuerdo como se definirán más adelante.
- 1.8 "Software de Actualización" se entenderá como una versión del Software la cual puede contener versiones generales, parches, corrección de errores, bug fixes, modificaciones, alteraciones o eliminaciones; y que por lo tanto difieren con la versión entregada al Cliente. La actualización del software no incluye: el reemplazo de productos de Software que se cobran por separado, tampoco nuevos productos de software, ni las opciones adicionales o cualquier software que contenga funciones substancialmente nuevas o diferentes.

#### 2. ENTREGA Y PAGO.

- 2.1 Si el Cliente prefiere que el Software sea entregado mediante una descarga electrónica, la entrega se realizará por medio del Gestor de Software FCA "LSM". Si el cliente escoge una entrega por un medio físico, ésta se realizará en la planta FCA de Halliburton.
- 2.2 En caso de que el software sea entregado mediante una descarga electrónica, el riesgo de pérdida del Software pasará a manos del Cliente el momento de la entrega por LSM. Si el Software es entregado por un medio físico, el riesgo de pérdida pasa a manos del cliente el momento de la entrega al primer portador. El título de propiedad del Software permanece con Halliburton todo el tiempo.
- 2.3 El Cliente deberá pagar, adicionalmente a las tarifas establecidas, cualquier tasa y/o impuesto, valor agregado o gravamen dictado por una agencia gubernamental con respecto a los Servicios de Soporte y Mantenimientos de Software. Si el cliente está exento de cualquier tipo de impuesto, éste deberá proveer a Halliburton la documentación necesaria por parte de la autoridad de impuestos competente con el fin de sustentar dicha exención.
- 2.4 A menos que Halliburton tenga términos de crédito especiales, el Cliente debe pagar las tarifas como se establece en la Cotización dentro de los siguientes veinte (20) días desde la fecha de emisión de la factura por parte de Halliburton, o de cualquier otra manera que se establezca la forma de pago en la Cotización. Halliburton puede requerir que el Cliente emita notas de crédito irrevocables, dinero por adelantado u otras formas de pago para su seguridad.



## HALLIBURTON

2.5 Si el cliente llega a tener más de treinta (30) días de retraso en el pago de cualquier suma adeudada a Halliburton, en conformidad a este Acuerdo o cualquier otro acuerdo entre Halliburton y el Cliente, Halliburton podría: (a) suspender el funcionamiento bajo este u otro acuerdo entre Halliburton y el Cliente luego de diez (10) días desde la fecha de notificación de la suspensión propuesta al Cliente y (b) facturar al cliente por el interés de cualquier saldo impago desde la fecha de vencimiento a la tasa mínima del 18% anual o la máxima tasa permitida por la ley que se pueda aplicar. En la eventualidad de que Halliburton tenga que emplear un abogado para cobrar cualquier deuda, el Cliente está de acuerdo con pagar las tarifas necesarias y razonables del abogado a más de los costos de cobranza y de la corte.

3. **DESCARGO DE GARANTÍAS. EL SOFTWARE, DOCUMENTACIÓN Y EL CÓDIGO SON SUMINISTRADOS SIN GARANTÍA ALGUNA.** Halliburton no tiene declaraciones o garantías explícitas o implícitas de comercialización y/o conveniencia para un propósito en particular y de no infracción.

4. **CONFIDENCIALIDAD Y PROTECCIÓN DE PROPIEDAD DE MATERIALES.**

4.1 El Cliente reconoce que Halliburton es el único y exclusivo dueño del Software o tiene el derecho legal sobre el mismo, así como también todas las patentes, copyright, marcas registradas, secretos comerciales y de propiedad intelectual, y derechos de propiedad del mismo. Ningún título o propiedad de Software serán transferidos al Cliente por medio de este Acuerdo; tampoco todas las patentes, copyright, marcas registradas, secretos comerciales y otra propiedad intelectual y derechos de propiedad.

4.2 El Cliente está de acuerdo que el Software es información de propiedad exclusiva y confidencial sobre el cual Halliburton declara tener derechos de secreto comercial; así como el Software es revelado al cliente de forma confidencial. El Cliente deberá mantener el Software de manera confidencial y prevenir que éste sea: (a) utilizado, salvo lo permitido por la licencia otorgada por el presente, o (b) expuesto a cualquier persona o entidad que no sean los empleados o agentes, con el sólo propósito de que el Software sea para uso del Cliente. Las obligaciones de confidencialidad del cliente bajo este acuerdo no se aplican a ninguna información o material suministrado por Halliburton al Cliente en virtud del presente, el cual (i) es, o llega a ser parte del conocimiento público sin responsabilidad del Cliente; (ii) sea puesta a disposición del Cliente por un tercero legalmente en posesión del mismo y sin tener obligación de confidencialidad hacia Halliburton con respecto a éstos; o (iii) ya se encuentra en posesión del Cliente en forma escrita antes que sea revelado por Halliburton, el mismo que no tiene obligación de confidencialidad. El Cliente deberá proteger el Software contra robo, malversación y reproducción no autorizada.

4.3 El Cliente no puede transferir el software a otra parte sin primero haber obtenido la aprobación expresa y por escrito de parte de Halliburton; y en caso de que Halliburton otorgue el permiso de la transferencia, el Cliente está de acuerdo con asegurarse que la parte que lo recibe está precisada a cumplir con las obligaciones de confidencialidad respecto al Software. Está sobre entendido que la obligación de confidencialidad permanecerá hasta la terminación o expiración del presente Acuerdo.

5. **LIMITACIONES DE LA RESPONSABILIDAD.** En ningún caso, Halliburton o sus proveedores serán responsables de cualquier daño directo o indirecto, incluyendo daños incidentales, especiales, punitivos o ejemplares (incluyendo y sin limitarse a pérdida de información, ganancias o uso de hardware o software). ESTAS LIMITACIONES SE APLICARÁN SIN IMPORTAR EL TIPO DE ACCIÓN, YA SEA EN EL ACUERDO O TORT. EN NINGUN CASO LA RESPONSABILIDAD DE HALLIBURTON PUEDE EXCEDER LOS DIEZ (10) DÓLARES.

6. **OTORGAMIENTO DE LA LICENCIA DE SOFTWARE.**

6.1 Considerando que con el pago de las tarifas establecidas en la Cotización, Halliburton le entregará al cliente un dispositivo de seguridad, claves de licencia o contraseñas de acuerdo a lo que corresponda a los Productos de Software y el número de licencias en la Cotización.

6.2 Con tan solo el objetivo educacional, Halliburton le entrega al cliente una licencia no exclusiva e intransferible para que sea exclusivamente de uso interno del Cliente por la duración de este acuerdo. El software está disponible por la única razón que implica el enseñar y la investigación auspiciada por la universidad; es permitido el uso en proyectos federales, estatales o industriales auspiciados por universidades. No es permitido ningún tipo de uso comercial.

## HALLIBURTON

### 6.3 El Cliente puede:

- a) instalar y usar el Software en una sola computadora descrita en el sitio "Ship to" de la Cotización. En caso de que la computadora del cliente sea un servidor de red, cualquier número de usuarios pueden acceder al servidor sin una tarifa o cargo de licencia adicional si los usuarios se encuentran ubicados en el mismo país descrito en el sitio "Ship to".
- b) copiar a un sistema de backup de forma impresa o legible por una máquina, colocando las notificaciones de copyright de Halliburton tanto en las copias parciales como completas;
- c) a excepción de los materiales y libros de entrenamiento, los cuales puede ser copiados a criterio del Cliente para uso interno solamente, colocando las notificaciones de copyright de Halliburton; y
- d) ejecutar múltiples ambientes de sistema operativo ("SO") en un solo sistema físico de hardware si el Cliente cuenta con tecnología de máquina virtual ("MV"). La tecnología MV actual le permite al Cliente ejecutar múltiples ambientes de SO (y copias de las mismas aplicaciones de software) con la misma licencia del servidor. En caso de que el Cliente vaya a instalar Software de Halliburton en un ambiente MV, el Cliente está de acuerdo con lo siguiente:
  - i. El Cliente no podrá duplicar el software o el archivo de licencia de tal manera que éste se ejecute en más de un (1) SO bajo una sola licencia. Para mayor claridad, el cliente solo tiene derecho a ejecutar el número de licencias adquiridas.
  - ii. Si el Cliente instala el Software en una MV, el uso del Software, por parte del cliente, estará sujeto a las mismas restricciones (p.e. no se puede realizar ingeniería inversa al Software, descompilarlo o desmontarlo) y el mismo control de requerimientos de exportación como se establece en los términos y condiciones de licencia originales para ese Software.

### 6.4 A excepción de lo mencionado en la sección 6.3, el cliente no puede:

- a) Copiar, modificar, realizar ingeniería inversa, ensamblaje inverso, descompilar o desmontar el Software
- b) Distribuir, transferir, compartir, sub licenciar o poner a disposición de otras personas u organizaciones el Software o la documentación.
- c) Transferir el Software a otro sitio sin la aprobación de Halliburton y el pago de la tarifa correspondiente
- d) Publicar cualquier resultado de pruebas de referencia en el Software.

### 6.5 Si el Cliente se encuentra en un país donde se requiere el registro de licencias de software con las autoridades de gobierno, el Cliente es el responsable de cumplir con dichos requerimientos.

### 6.6 El Cliente está de acuerdo que el incumplimiento de cualquier disposición de esta sección 6 le ocasionará a Halliburton un daño inmediato e irreparable. En caso de dicho incumplimiento, el Cliente está de acuerdo en que Halliburton tendrá, adicionalmente a todas y todos los recursos de la ley, a una orden judicial, cumplimiento específico u otro beneficio equitativo asociado.

### 6.7 El Cliente entiende y está de acuerdo que Halliburton no está obligado a proveer cualquier mantenimiento, mejoras, actualizaciones / bug fixes o soporte para el Software.

## 7. DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS DE SOPORTE Y MANTENIMIENTO DEL SOFTWARE.

**7.1 Alcance de los Servicios de Soporte y Mantenimiento del Software.** Por el tiempo de duración de este Acuerdo y sujeto a total cumplimiento de los términos y condiciones del mismo, Halliburton proveerá al Cliente de Servicios de Soporte y Mantenimiento a todos los Productos de Software listados en la Cotización a la que hace referencia este Acuerdo. El Cliente está de acuerdo en usar el Software en conformidad con la documentación y especificaciones publicadas. Nada aquí contenido se interpretará como una obligación de Halliburton para brindar Servicios de Soporte y Mantenimiento para ningún software de sistema operativo o Software ejecutándose en plataformas de hardware no soportadas por Halliburton. A pesar de que Halliburton puede tratar de resolver problemas relacionados con plataformas no soportadas, cualquier problema que requiera un soporte extenso, hasta, e incluyendo la llamada de soporte o la visita del personal, serán cobrados al Cliente a la tarifa por hora estándar de Halliburton. Halliburton no está obligado a proveer de parches especiales o Software actualizados para aplicaciones que se encuentren en plataformas no soportadas. Nada en este acuerdo se interpretará como obligación de enviar personal al sitio del Cliente o a su vez brindar servicios in situ por parte de Halliburton, lo cual, en mutuo acuerdo, puede ser regulado por los términos y condiciones de un acuerdo adicional de servicios de consultoría.

**7.2 Actualización del Software.** Mientras dure este Acuerdo, Halliburton pondrá a disposición del Cliente cualquier Software Actualizado y la documentación relacionada, incluyendo notas sobre la versión y cualquier informe provisional de errores y correcciones significativas. El cliente reconoce y comprende que la documentación de la Actualización del Software actualmente sólo se ofrece en formato digital. El Cliente está de acuerdo que todas las copias licenciadas de cualquier Producto de Software en particular se encuentran en el mismo servidor de red y serán mantenidas en la

## HALLIBURTON

misma versión todo el tiempo. El Cliente también reconoce y comprende que el Software Actualizado puede no ser compatible con regresiones a versiones previas y puede no funcionar adecuadamente en ambientes con versiones mezcladas.

- 7.3 Línea de Soporte de Aplicaciones.** Durante horas normales de trabajo del centro local de soporte de Halliburton, éste responderá preguntas sobre el uso del Software de Halliburton. Halliburton responderá al Cliente lo más pronto y razonablemente posible luego de recibir la solicitud de soporte por parte del Cliente. Soporte en horario extendido está disponible por una tarifa adicional.
- 7.4 Obsolescencia.** Es obligatorio que el Cliente utilice la última versión de Software Actualizada disponible y entregada por Halliburton. Halliburton estará obligado tan sólo a dar soporte a las versiones más actuales de un Producto de Software. Halliburton puede, en cualquier momento, dar por terminado el soporte por una versión anterior o sustituida de un Producto de Software. Halliburton puede terminar el Servicio de Mantenimiento y Soporte de un Producto de software completo con un tiempo mínimo de seis (6) meses por medio de una notificación por escrito. En el caso de que se den por terminados los Servicios de Mantenimiento y Soporte de uno o más de los Productos de Software cubiertos en este Acuerdo, el Acuerdo mantendrá su efecto por la duración de la vigencia actual del contrato.
- 8. Capacitación.** Podrá estar disponible capacitación en clase, en el sitio o a través de web para la universidad y su personal, empleados y estudiantes de tiempo completo ingresándolo en un acuerdo separado. La universidad debe aplicar de forma escrita o con un correo electrónico a [ximena.ayala@halliburton.com](mailto:ximena.ayala@halliburton.com) para solicitudes de capacitación, enviando una lista del personal de la universidad y lo detalles del curso del cual quisieran formar parte.
- 9. Obligaciones de las Partes.**
- 9.1** Se requiere que cada parte designe un representante para monitorear y coordinar las obligaciones relacionadas con la subvención.
- 9.2** El Cliente está obligado, al cumplir el año curricular, a realizar un reporte el cual incluye y no está limitado a, resúmenes, nuevos proyectos, investigaciones en curso, proyectos terminados, referencia a nuevos algoritmos, modelos, código y diagramas de flujo. Los reportes deben ser enviados por correo electrónico a [ximena.ayala@halliburton.com](mailto:ximena.ayala@halliburton.com)
- 9.3** El Cliente está obligado a proporcionar un resumen al momento de culminar los proyectos.
- 9.4** El Cliente deberá proveer con anticipación una notificación a [ximena.ayala@halliburton.com](mailto:ximena.ayala@halliburton.com) de todos los talleres, reuniones, conferencias, presentaciones o eventos de transferencia de tecnología, incluyendo un resumen de los asistentes, en lo relacionado con el Software.
- 9.5** Halliburton puede solicitar el uso de las instalaciones del Cliente para demostraciones, capacitación a clientes, esto sujeto a disponibilidad.
- 9.6 Materiales/Publicaciones/Reconocimientos.** El Cliente informará con anticipación a [ximena.ayala@halliburton.com](mailto:ximena.ayala@halliburton.com) cualquier artículo, reporte, o publicación que hayan sido emitidos y estén relacionados con el Software. Todos los materiales deben llevar el siguiente texto o similar: "El Cliente reconoce que el soporte de este trabajo es realizado por parte de Halliburton Software and Services, una Compañía de Halliburton."
- 9.7** El Cliente pondrá a disposición material escrito no confidencial para distribuir a Halliburton y selectos representantes de la industria dentro de las leyes de copyright.
- 10. Derechos de Preferencia.** El Cliente deberá otorgar a Halliburton la opción de "Derecho Preferencial" para licenciar cualquier software, prototipos de software y/o documentación educacional desarrollada por profesores, estudiantes o investigadores que utilicen cualquier aspecto del Software para posterior evaluación, desarrollo, producción o mercadeo. La remuneración será negociada de acuerdo a cada caso.
- 11. VIGENCIA Y TERMINACIÓN.**
- 11.1** La vigencia de este Acuerdo y el licenciamiento de software se establecen en la Cotización



## HALLIBURTON

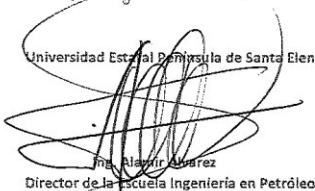
11.2 Las partes pueden dar por terminado este acuerdo en cualquier momento con noventa (90) días mediante una notificación por escrito. Si se termina por falta de cumplimiento de este Acuerdo, el Cliente tiene la oportunidad de remediar la situación de falta de cumplimiento, si él cumple dentro de los siguientes treinta (30) días luego de la notificación, Halliburton bajo su propio criterio, puede decidir el no dar por terminado el Acuerdo. A la terminación o expiración, el Cliente debe regresar a Halliburton todo el Software, incluyendo todas las copias y documentación, así como también cualquier forma de modificación o fusión; o dar a Halliburton una confirmación por escrito que el Cliente ha destruido el Software.

12. **INDEMNIZACIÓN EN CASO DE INFRACCIÓN.** A pesar de las limitaciones en contra de daño directo de la Sección 5, Halliburton deberá indemnizar y mantener indemne al Cliente de cualquier costo o daño que surjan de, o en conexión con la infracción de Software no modificado de cualquier forma con una patente, marca registrada o copyright en Estados Unidos, a condición de que: (i) El Cliente notifique oportunamente y por escrito al momento de enterarse de esta supuesta infracción, (ii) El Cliente le da el derecho a Halliburton para controlar la defensa de tales demandas y (iii) El Cliente cooperará completamente en cualquier defensa o arreglo de dichas demandas. En el caso que una corte determine que el Software ha infringido la propiedad intelectual de un software de terceros, Halliburton bajo su propio criterio: (i) reemplazará el Software parte de la infracción con un producto compatible, funcional y que no infrinja los derechos, (ii) modificará el Software de manera que no los infrinja, u (iii) obtendrá una licencia del producto con infracción para el Cliente. La indemnización anterior no aplicará a infracciones que surjan por el uso de la combinación con otros productos que no son de Halliburton, y establece la completa obligación de Halliburton con respecto a cualquier infracción de derechos de propiedad intelectual.
13. **EXPORTACIÓN.** El cliente no puede exportar o re exportar cualquier Producto de Software sin primero haber obtenido una autorización por parte del Departamento de Comercio de los Estados Unidos o el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos, según aplique el caso.
14. **DERECHOS LIMITADOS DEL GOBIERNO DE ESTADOS UNIDOS.** Las licencias de software adquiridas por, o por parte de Estados Unidos son otorgadas con Derechos Limitados. El uso, duplicación o divulgación por parte del Gobierno de los Estados Unidos está sujeto a restricciones como se establece en el DFARS 252.227-7013(c) (1) (ii) o los apartados 48 CFR 52.227-19 (c) (1) y (2), según se aplique el caso. El fabricante es Landmark Graphics Corporation, 2107 CityWest Boulevard, Edificio 2, Houston, Texas 77042, Estados Unidos de América.
15. **GENERAL**
  - 15.1 **Fuerza Mayor.** A excepción de la obligación del pago, ninguna parte será responsable de la no ejecución causada por circunstancias fuera de su control razonable, incluyendo pero no limitado a paros, retraso en el transporte, retraso en la entrega por parte de proveedores, fuego, desobediencia civil, guerra o eventos naturales.
  - 15.2 **Auditoría.** Halliburton puede, con una antelación razonable, solicitar una auditoría de los lugares de instalación del Cliente, relacionada con el uso del Software en conformidad con este Acuerdo. El Cliente tendrá el derecho de excluir de la auditoría cualquier secreto comercial o información sensible del negocio. Cualquier auditoría realizada tendrá una duración razonable y se ejecutará durante horario normal de trabajo cuando se lo realice en las instalaciones del Cliente.
  - 15.3 **Acuerdo Completo.** Este Acuerdo y Cotización constituyen el convenio completo entre las Partes con respecto al asunto y sustituyen o cancelan todos los acuerdos o interpretaciones anteriores (ya sean orales, escritos o electrónicos), así como también cualquier término adicional, diferente o contradictorio que puede aparecer en las órdenes de compra o formularios enviados por el Cliente (excepto las cantidades, fechas, lugar de instalación y medios de transporte que pueden ser especificados en la orden de compra del Cliente y reconocido por Halliburton).
  - 15.4 **Reforma y Exención de Responsabilidad.** Este Acuerdo puede ser reformado tan solo por medio de un convenio escrito entre las Partes. Las partes sólo pueden renunciar a disposiciones de este Acuerdo de forma escrita. La renuncia de cualquier disposición de este Acuerdo no se considerará una renuncia de ningún derecho consecuente de este Acuerdo.

## HALLIBURTON

- 15.5 **Aviso.** Todos los avisos o notificaciones, autorizaciones y solicitudes tanto de Halliburton como del Cliente en relación a este Acuerdo se considerarán como entregadas el día que son transmitidas vía correo electrónico a Halliburton al correo [ximena.ayala@halliburton.com](mailto:ximena.ayala@halliburton.com) y al Cliente a la dirección establecida en la Cotización.
- 15.6 **Cláusula de Exclusión.** En caso de que cualquier sección de este Acuerdo o la aplicación del mismo, no sea válida o sea inaplicable, en su totalidad o parcialmente, el resto del Acuerdo o la aplicación del mismo no se verá afectada y será válida y aplicable en la medida máxima permitida por la ley.
- 15.7 **Legislación.** Este Acuerdo está controlado por y construido de acuerdo con las leyes de Inglaterra y Gales, exclusivo de los principios de conflicto de leyes. Las Partes expresamente acuerdan que el Acto de Transacciones de la Información Computarizada Uniforme y la Convención de las Naciones Unidas sobre el Contrato para la venta internacional de bienes no se aplican al Acuerdo o a las transacciones procesadas bajo el mismo.
- 15.8 **Medidas Cautelares.** Las Partes reconocen que el incumplimiento de este Acuerdo puede resultar en pérdidas con daños irreparables y que con el incumplimiento de este Acuerdo la Parte no infractora tendrá derecho a medidas cautelares inmediatas por parte de un tribunal de jurisdicción competente, lo que adicionalmente no se sobreponga a los recursos de ley.
- 15.9 **Cesión.** El Cliente no podrá vender, sub licenciar, amortizar, asignar, grabar o de otro modo transferir, incluyendo por efecto de la ley, este Acuerdo, en forma completa o parcial, o cualquier Producto de Software o copias del mismo, sin el consentimiento escrito previamente por parte de Halliburton. Cualquier intento por parte del Cliente de vender, sub licenciar, asignar o transferir cualquiera de estos derechos, deberes u obligaciones bajo este Acuerdo, o cualquier Producto de Software o copias del mismo, de forma completa o parcial, será nulo y la licencia del Cliente terminará automáticamente. Este Acuerdo redundará en beneficio de los sucesores y representantes de Halliburton.


Universidad Estatal Península de Santa Elena

  
Mr. Martín Álvarez  
Director de la Escuela Ingeniería en Petróleo

Halliburton Latin America, S.A., LLC.

  
Sr. Carlos Pérez García  
Gerente General

Universidad Estatal Península de Santa Elena

  
Ing. Jimmy Candell Soto  
Rector de la Universidad Estatal Península de Santa Elena



## **Anexo 2: Metodología de la Investigación a Realizar**

### **Tipo y diseño de la Investigación.**

El diseño del modelo se desarrollará con la información que se obtendrá correspondiente a un campo petrolero ecuatoriano la cual constará de pozos, registros eléctricos, facies sedimentarias, surveys (datos de pozos direccionales), topes formacionales e información adicional que contribuirán al desarrollo del modelo.

Los tipos de investigación a aplicarse son:

#### **Investigación descriptiva**

Esta investigación se basa en de la descripción y orden de datos importantes recolectados.

Consiste en la descripción de registros eléctricos, historiales de producción con el fin de armar el modelo numérico estructural.

#### **Investigación bibliográfica**

Es la revisión bibliográfica del tema y se conocen temas relacionados mediante el cual permite apoyar la investigación.

En el cual se considerarán documentos referentes a modelación numérica, información proporcionada por diferentes autores del área de simulación de yacimientos.

#### **Metodología de la investigación**

Para este tipo de diseño se utilizan los siguientes métodos.

#### **Método General:**

- Método deductivo.
- Método de analítico.

**Método específico:**

- Método experimental.

**Modalidad:**

- Descriptiva.
- Bibliográfica.

**Técnicas:**

- Recopilación de datos.
- Procesamiento de datos.

**Instrumentos**

- Libros
- Manuales
- Internet
- Planos de secuencias estratigráficas
- Mapas Geológicos
- Software DECISION SPACE® GEOSCIENCE
- Software OPENWORKS®

**Método sintético**

Este método consiste en la recopilación de elementos dispersos convirtiéndolos en una totalidad.

Incorporando la información mediante un análisis se demostrará el diseño del modelo numérico.

**Método de análisis**

Se identifican las características de la realidad y se puede establecer las relaciones de causa y efecto.

**Técnicas de procesamiento y análisis de datos****Recolección de datos**

La variedad de información, materiales y herramientas que pueden utilizarse como es plataforma “OPENWORKS®” y el código “DECISION SPACE® GEOCIENCE”.

**Procesamiento de información**

Se compilará la información bibliográfica y se creará una base de datos geoestadística integrada, cada uno de los datos serán ingresados en una plataforma “OPENWORKS” para su respectiva geo-referenciación espacial en superficie y en profundidad.

Con los diferentes datos obtenidos se seleccionará el campo o el área de interés con el que se trabajará, y los parámetros petrofísicos útiles para el modelo geoestadístico, se digitalizará las diferentes realizaciones de los modelos creados para su respectivo desarrollo.



**Anexo 3: Carta de Petición para uso de Softwares y data de información****Oficio S/N-CAPL-2018**

La Libertad, 05 de Abril del 2018

Ingeniero

Alamir Álvarez Llor

**DECANO DE LA FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA****UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

Presente.

De mi consideración:

Con la finalidad de continuar con el Proceso de Titulación de la Maestría de Física, con mención en Geofísica, de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, que es dirigido por el co - asesor **Máster Romel Angel Erazo en Ecuador** y por el **Magister Octavio Fashé Raymundo, asesor de la Facultad de Ciencias Física de la UNMSM de la ciudad de Lima**, solicito una carta de autorización para utilizar los softwares del paquete de **LANDMARK:DECISIÓN SPACE GEOCIENCIA Y OPENWORKS**, de la Cía. **HALLIBURTON**, que mantiene un convenio para la utilización de licencias en el Laboratorio de Yacimientos de la UPSE. Además de la disponibilidad para el uso Académico de la Data de mi proyecto de titulación, que dispone la Carrera de Ingeniería de Petróleo, así como el uso libre de la misma información.

Esperando que mi petición tenga una favorable acogida, me despido muy agradecido.

Atentamente,

  
Ing. Carlos Portilla Lazo**DOCENTE – BECARIO CARRERA DE PETRÓLEOS**

cc: Mg. Octavio Fashé Raymundo

  
Mg. Octavio Fashé Raymundo

07/04/2018



**Anexo 4: Carta de Autorización para uso de Softwares y data de información**

La Libertad, 09 de Abril del 2018

**CARTA DE AUTORIZACIÓN**

Yo, **Ángel Alamir Álvarez Loor**, identificado con cédula N° **1302066327**, en mi calidad de Decano de la Facultad Ciencias de la Ingeniería, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, autorizo al Ingeniero Carlos Portilla Lazo, vinculado al programa de Becas de la UPSE, perteneciente a la Carrera de Petróleos, a utilizar los softwares del paquete de **LANDMARK:DECISIÓN SPACE GEOCIENCIA Y OPENWORKS**, de la **Cía. HALLIBURTON**, que mantiene un convenio para la utilización de licencias en el Laboratorio de Yacimientos, que será utilizado para el proyecto de Titulación, denominado **"MODELO GEOESTADÍSTICO INTEGRADO A PARTIR DE LA INTERPRETACIÓN DE DATOS DE POZOS PARA UN CAMPO PETROLERO ECUATORIANO"** de la Maestría de Física, con mención en Geofísica, de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, que será dirigido por el co-asesor **Romel Ángel Erazo** en el Ecuador y por el Asesor **Mg. Octavio Fashé Raymundo**, docente de la Facultad de Ciencias Física de la UNMSM de la ciudad de Lima. Además autorizo que la data utilizada en el mencionado proyecto puede ser usada libremente con fines **ACADÉMICOS**.

Atentamente,

  
Ing. Ángel Alamir Álvarez Loor  
**DECANO DE FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERIA**

*Mg. Octavio Fashé Raymundo*  
*09/04/2018*



## Anexo 5: Carta del Co-asesor

La Libertad, 20 de Noviembre del 2017

Señor Doctor  
Jaime Ventó  
**DIRECTOR DE POSTGRADO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS**  
**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**  
Presente.

Estimado Doctor:

Yo, Romel Ángel Erazo Bone, profesional en el área de la Ingeniería Petrolera, con grado de **MASTER OF SCIENCE IN ENGINEERING SPECIALITY: OIL AND GAS WELL DRILLING ENGINEERING**, he aceptado asumir la co-asesoría en el Ecuador, del proyecto de Titulación del Maestrante Carlos Alberto Portilla Lazo, del programa de Maestría en Física con mención en Geofísica, de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, cuyo tema es: **"MODELO GEOESTADÍSTICO INTEGRADO A PARTIR DE LA INTERPRETACIÓN DE DATOS DE POZOS PARA UN CAMPO PETROLERO ECUATORIANO"**, cuyo asesor en la Facultad de Ciencias Físicas, en la ciudad de Lima, es el Máster Octavio Fashé Raymundo.

Conozco mis obligaciones como co-asesor y el acompañamiento que debo hacer hasta que el Maestrante haya sustentado su Trabajo de Titulación. Me comprometo a aportar desde mi experiencia y cumplir con los tiempos establecidos por la Dirección de la Maestría, a fin de garantizar la calidad científica, académica y ética de los resultados de la investigación. Al igual a brindar un acompañamiento permanente para que la elaboración del documento final sea a su vez un proceso de aprendizaje orientado.

Adjunto mi copia del título que acredita mi capacidad como especialista en la materia del trabajo de grado.

Atentamente,

  
Romel Erazo Bone  
DOCENTE INVESTIGADOR  
Y CONSULTOR PETROLERO ECUADOR

*Mg. Octavio Fashé Raymundo*  
*20/11/2018*  
